

Deysy Deysy Murillo Diaz

**METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS
E NÃO TÉCNICAS EM COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO
RURAL UTILIZANDO SISTEMA DE MEDIÇÃO EM DOIS
NÍVEIS**

Dissertação submetida ao Programa de
Pós-graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal de Santa
Catarina para a obtenção do Grau de
Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mauro Augusto da
Rosa, Ph.D.

Coorientador: Prof. Edison A. C.
Aranha Neto, D. Eng.

Florianópolis
2015

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária
da UFSC.

Murillo Diaz, Deysy Deysy

Metodologia para o cálculo das perdas técnicas e não técnicas em cooperativas de eletrificação rural utilizando sistema de medição em dois níveis / Deysy Deysy Murillo Diaz ; orientador, Mauro Augusto da Rosa ; coorientador, Edison Antonio Cardoso Aranha Neto. - Florianópolis, SC, 2015.

180 p.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica.

Inclui referências

1. Engenharia Elétrica. 2. Perdas elétricas. 3. Fluxo de potência probabilístico. 4. Redes de distribuição. 5. Cooperativas de eletrificação rural. I. da Rosa, Mauro Augusto. II. Aranha Neto, Edison Antonio Cardoso. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Deysy Deysy Murillo Diaz

**METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DAS PERDAS TÉCNICAS
E NÃO TÉCNICAS EM COOPERATIVAS DE ELETRIFICAÇÃO
RURAL UTILIZANDO SISTEMA DE MEDIÇÃO EM DOIS
NÍVEIS**

Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de “Mestre em Engenharia Elétrica”, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.

Florianópolis, 26 de março de 2015.

Prof. Carlos Galup Montoro
Coordenador do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica

Prof. Mauro Augusto da Rosa, Ph.D.
Orientador

Prof. Edison A. C. Aranha Neto, D. Eng.
Coorientador

Banca Examinadora:

Prof. Vilson Luiz Coelho, D. Eng.
SATC

Diego Issicaba, Ph.D. UFSC
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Erlon Finardi, Ph.D.
Universidade Federal de Santa Catarina

Este trabalho é dedicado à minha família pelo seu apoio incondicional. Meu marido Hector de La Hoz, meu filho Juan Camilo e meus pais Juan Jose e Amira.

AGRADECIMENTOS

Agradeço inicialmente a Deus por ter me dado inspiração e fé durante a minha caminhada, me ajudando a vencer os obstáculos do dia a dia e concluir uma etapa importante em minha vida profissional.

Aos meus familiares que me apoiaram e me incentivaram. Meu marido Hector De La Hoz e meu filho Juan Camilo por seu amor e paciência, pela compreensão das minhas ausências e auxílio nos momentos mais difíceis no decorrer deste período. Aos meus pais, Juan Jose e Amira pelos ensinamentos de vida, amor e incentivo em todos os momentos.

Ao meu orientador, Prof. Mauro Augusto da Rosa, sou grata pela orientação, apoio, paciência, pelas contribuições e direcionamento que foram fundamentais para o desenvolvimento deste trabalho.

Ao meu Coorientador, Edison A.C. Aranha Neto, pelas valiosas contribuições na etapa inicial da dissertação.

Aos professores do mestrado, Erlon C. Finardi, Ildemar Decker, Antonio Jose A. Simoes, Jacqueline G. Rolim, Edson Luiz da Silva e outros, pelo conhecimento transmitido.

A todos meus companheiros do Laboratório de Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica – LabPlan/UFSC, pelos momentos de estudo durante o mestrado e pelos momentos de descontração e alegria compartilhados.

Aos meus colegas do projeto de P&D, Diego Issicaba, Marcelo Cordova, Erika Pequeno, Vitor Matos pela colaboração no desenvolvimento das diversas etapas do projeto.

À CAPES e as Cooperativas da FECOERUSC (Projeto de P&D) pelo apoio financeiro durante a realização deste trabalho.

RESUMO

Na busca contínua pela otimização de seus processos, as cooperativas de eletrificação rural têm a importante tarefa de reduzir as perdas elétricas durante a sua atividade fim, a qual se destina a distribuição de energia elétrica em níveis de média e baixa tensão em zonas rurais e pequenos centros urbanos. No caso das empresas representadas pela Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina (FECOERUSC), atualmente o único dado que possuem com relação às perdas elétricas é o seu valor total, que varia de 8% a 24%. De maneira sucinta, as perdas são classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas (comerciais). Este trabalho teve como objetivo principal o estudo das perdas elétricas em média e baixa tensão nas cooperativas que compõem o sistema da FECOERUSC. Neste sentido, apresenta-se uma nova metodologia baseada em teoria de fluxo de potência capaz de classificar e estimar com maior precisão as perdas técnicas e a existência de perdas não técnicas das redes das cooperativas de eletrificação rural. Com apoio de um sistema de medição em dois níveis, compara-se a energia que está sendo injetada no transformador de distribuição com a energia consumida no cliente final. Dessa forma, é possível estimar um perfil para a perda técnica na rede de baixa tensão e verificar uma potencial perda comercial na instalação, assumindo com referência a medição. Os resultados apresentados neste trabalho foram obtidos a partir de estudos com dados reais de alimentadores das cooperativas da FECOERUSC.

Palavras-chave: Perdas Elétricas. Fluxo de Potência Probabilístico. Redes de Distribuição.

ABSTRACT

In the continuous search for its own optimization processes, the Rural Electrification Cooperatives in Brazil have the important task of reducing electrical losses during its main activity, which consists of delivering electricity to the end user (customer) through medium and low voltage networks to rural areas and small urban communities. Currently, for the Rural Electrification Cooperatives represented by the Federation of Rural Electrification Cooperatives of the State of Santa Catarina (FECOERUSC), the only data they have regarding electrical losses is their total value, which ranging from 8% to 24%. In general, the losses are classified as technical and non-technical (commercial) losses. The main goal of this work was to study the electrical losses in medium and low voltage into cooperatives that belong to the FECOERUSC system. Therefore, a new methodology based on power flow theory was proposed to classify and estimate more precisely the technical and non-technical losses in the networks of rural electrification cooperatives. With the support of a two level measuring system, comparisons between the energy injected into a transformer and the energy consumed on the end user are performed. Hence, it is possible to estimate a profile to the technical loss in the Low Voltage network and verifying the potential commercial losses into network assuming such measured as reference. The results discussed through this dissertation were based on real data from feeders of FECOERUSC system.

Keywords: Power losses. Probabilistic Power Flow. Distribution Networks.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Problema ao Acesso à Energia Elétrica pelo setor Rural.....	32
Figura 2 – Comparativo entre as extensões das redes rural e urbana das cooperativas.....	63
Figura 3 – Comparativo entre a área do conjunto de permissão das cooperativas.....	65
Figura 4 – Comparativo entre a Potência Instalada das cooperativas.....	65
Figura 5 – Comparativo entre o Consumo das UC das cooperativas.....	67
Figura 6 – Comparativo entre a quantidade de UC atendidas.....	67
Figura 7 – Comparativo entre a quantidade de unidade consumidoras atendidas em diferentes classes de consumo.....	69
Figura 8 – Características Elétricas de Condutores.....	71
Figura 9 – Exemplo de curva de Carga para UC Residencial.....	76
Figura 10 – Exemplo de curva de Carga para UC Industrial.....	76
Figura 11 – Exemplo de curva de Carga para UC Comercial.....	77
Figura 12 – Processo de caracterização da carga.....	78
Figura 13 – Exemplo de Forma Forte.....	94
Figura 14 – Diagrama de Pareto das Perdas Técnicas do alimentador CFL7 – COOPERA.....	107
Figura 15 – Diagrama de Pareto das Perdas Técnicas dos Transformadores.....	108
Figura 16 – Perdas Técnicas Mensais (24 horas x 30 dias).....	109
Figura 17 – Avaliação da meta amostra: Perdas Totais = Energia Fornecida – Energia Faturada.....	110
Figura 18 – Configuração com Um Medidor.....	122
Figura 19 – Configuração com Dois medidores com 100% dos consumidores.....	123
Figura 20 – Configuração com Dois medidores.....	124
Figura 21 – Configuração com Dois medidores sem 100% dos consumidores.....	125
Figura 22 – Perdas Técnicas Totais do alimentador CVO_3_1.....	132

Figura 23 – Perdas Técnicas por Segmento (alimentador CVO_3_1).	133
Figura 24 – Perdas Técnicas do Circuito de MT (alimentador CVO_3_1).....	134
Figura 25 – Perdas Técnicas do Circuito de BT (alimentador CVO_3_1).	135
Figura 26 – Perdas Técnicas nos Transformadores de Distribuição (alimentador CVO_3_1).	135
Figura 27 – Diagrama de Pareto para o Circuito de MT (alimentador CVO_3_1).	136
Figura 28 – Diagrama de Pareto para os Circuitos de BT (alimentador CVO_3_1).	137
Figura 29 – Diagrama de Pareto para os Transformadores de Distribuição (alimentador CVO_3_1).	138
Figura 30 – Perdas Técnicas Totais do alimentador FSC_2_4.	139
Figura 31 – Perdas Técnicas por Segmento (alimentador FSC_2_4).	140
Figura 32 – Perdas Técnicas do Circuito de MT (alimentador FSC_2_4).	140
Figura 33 – Perdas Técnicas do Circuito de BT (alimentador FSC_2_4).....	141
Figura 34 – Perdas Técnicas nos Transformadores de Distribuição (alimentador FSC_2_4).....	141
Figura 35 – Diagrama de Pareto para o Circuito de MT (alimentador FSC_2_4).	142
Figura 36 – Diagrama de Pareto para os Circuitos de BT (alimentador FSC_2_4).....	143
Figura 37 – Diagrama de Pareto para os Transformadores de Distribuição (alimentador FSC_2_4).	143
Figura 38 – Perdas Técnicas Totais do alimentador SN_1_1.	144
Figura 39 – Perdas Técnicas por Segmento (alimentador SN_1_1).	145
Figura 40 – Perdas Técnicas do Circuito de MT (alimentador SN_1_1).....	145
Figura 41 – Perdas Técnicas do Circuito de BT (alimentador SN_1_1).....	146
Figura 42 – Diagrama de Pareto para o Circuito de MT (alimentador SN_1_1).	147

Figura 43 – Diagrama de Pareto para os Circuitos de BT (alimentador SN_1_1).	147
Figura 44 – Diagrama de Pareto para os Transformadores de Distribuição (alimentador SN_1_1).	148
Figura 45 – Distribuição das Perdas do Trafo_331081.....	150
Figura 46 – Distribuição das Perdas do Trafo_331509.....	151
Figura 47 – Distribuição das Perdas do Trafo_191169.....	151
Figura 48 – Distribuição das Perdas do Trafo_ 191410.....	152
Figura 49 – Distribuição das Perdas do Trafo_3549013.....	153
Figura 50 – Distribuição das Perdas do Trafo_3549070.....	153
Figura 51 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_291838.	156
Figura 52 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_401.	156
Figura 53 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_1189	157
Figura 54 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_722.	157
Figura 55 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829.....	159
Figura 56 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Faixas. ...	159
Figura 57 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados I.	160
Figura 58 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados I – Faixas.....	161
Figura 59 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados II.....	161
Figura 60 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados II – Faixas.	162
Figura 61 – Rede radial Genérica de distribuição (alimentador com N nós e N ramos) – Método de Soma das Potências.....	176
Figura 62 – Equivalente elétrico.	176
Figura 63 – Fluxograma do Método Soma das Potências.....	180

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Quantitativo de cooperativas de eletrificação rural por estado.....	39
Tabela 2 – Cooperativas de eletrificação rural da FECOERUSC.	44
Tabela 3 – Balanço Energético das cooperativas em 2013/2014.	45
Tabela 4 – Dados físicos da rede de cooperativas da FECOERUSC.	64
Tabela 5 – Dados de atendimento das Cooperativas – Valor de Consumo em GWh.	66
Tabela 6 – Dados de atendimento das Cooperativas - Quantidade de Unidades Consumidoras por classe de consumo.	68
Tabela 7 – Características Elétricas de Condutores.	70
Tabela 8 – Indicadores de qualidade DEC e FEC.	72
Tabela 9 – Formas Fortes para as UC de BT.	89
Tabela 10 – Formas Fortes para as UC do Tipo A4.	90
Tabela 11 – Exemplo de medição.	92
Tabela 12 – Exemplo de medição em uma única UC.	92
Tabela 13 – Exemplo de medição parametrizada em uma única UC.	93
Tabela 14 – Exemplo de cálculo da Forma Forte.	95
Tabela 15 – Exemplo de Medição para o cálculo dos Parâmetros da Weibull.	118
Tabela 16 – Exemplo de Medição em um Único Consumidor - Weibull.	119
Tabela 17 – Medições Parametrizadas em um Único Consumidor - Weibull.	120
Tabela 18 – Exemplo do cálculo da Média e Desvio Padrão –Weibull.	121
Tabela 19 – Dados de Medição e Circuitos BT analisados.	155

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica
ANATIPO – Sistema Nacional para Construção de tipologias de Curvas de Cargas
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica
BC – Bancos de Capacitores
BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento
BFS – Backward Forward Sweep
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
BT – Baixa Tensão
CA – Condutor de Alumínio
CAA – Condutor de Alumínio com Alma de Aço
CAZ – Condutor de Aço Zincado
CC – Condutor de Cobre
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético
CEESAM – Cooperativa de Energia Elétrica Santa Maria
CEGERO – Cooperativa de Eletricidade São Ludgero
CEJAMA – Cooperativa de Eletricidade Jacinto Machado
CEPRAG – Cooperativa de Eletricidade Praia Grande
CER – Cooperativas de Eletrificação Rural
CERAÇA – Cooperativa Distribuidora de Energia Vale do Araçá
CERAL – Cooperativa de Eletrificação Rural de Anitápolis
CERBRANORTE – Cooperativa de Eletrificação de Braço do Norte
CEREJ – Cooperativa de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Júnior
CERGAL – Cooperativa de Eletrificação Anita Garibaldi
CERGAPA – Cooperativa de Eletrificação Grão Pará
CERGRAL – Cooperativa de Eletricidade de Gravatal
CERMOFUL – Cooperativa Fumacence de Eletricidade
CERPALO – Cooperativa de Eletrificação Rural de Paulo Lopes
CERSAD – Cooperativa de Eletrificação Rural Salto Donner
CERSUL – Cooperativa de Eletrificação Sul Catarinense
CERTREL – Cooperativa de Energia Treviso
CONBRAC – Confederação Brasileira das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural
COOPERA – Cooperativa Pioneira de Eletrificação
COOPERALIANZA – Cooperativa Aliança
COOPERCOCAL – Cooperativa Energética Cocal
COOPERMILA – Cooperativa de Eletrificação Lauro Müller

COOPERZÉM – Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Armazém

COORSEL – Cooperativa Regional sul de Eletrificação Rural

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia

ERUSC – Eletrificação Rural de Santa Catarina

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FECODERJ – Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de Rio de Janeiro

FECOERESP – Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de São Paulo

FECOERGS – Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de Rio Grande do sul

FECOERMS – Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de Mato Grosso do sul

FECOERPA – Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de Paraná

FECOERPE – Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de Pernambuco

FECOERUSC – Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina

FP – Fluxo de Potência

FPD – Fluxo de Potência Determinístico

FPP – Fluxo de Potência Probabilístico

FUER – Fundo de Eletrificação Rural

GEER – Grupo Executivo de Eletrificação Rural

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INCRA – Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária

INFRACOOP – Confederação Nacional das Cooperativas de Infraestrutura

MME – Ministério de Minas e Energia

MSC – Método de Soma das Correntes

MSP – Método Soma das Potências

MT – Média Tensão

OCB – Organização das Cooperativas Brasileiras

OLADE – Organización Latino-americana de Energia

PDBL – Método Primal-Dual Barreira Logarítmica

PNER – Plano Nacional de Eletrificação Rural

PRODIST – Procedimentos de Distribuição

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RGR – Reserva Global de Reversão

SNACC – Sistema Nacional de Avaliação do Comportamento da Carga

TARDIST – Programa para Cálculo dos Custos Marginais de Fornecimento e Tarifa de Uso da Distribuição

UC – Unidades Consumidoras

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	27
1.1	OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO	28
1.1.1	Questões a Serem Respondidas	29
1.1.2	Hipóteses Assumidas	29
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	29
2	ELETRIFICAÇÃO RURAL E PERDAS ELÉTRICAS:	
	Estado da Arte	31
2.1	INTRODUÇÃO	31
2.2	A ELETRIFICAÇÃO RURAL	31
2.2.1	Contextualização sobre a Eletrificação Rural no Brasil	32
2.2.2	Panorama Atual da Eletrificação Rural no Brasil e em outros Países	38
2.2.3	Regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural	40
2.2.4	As Cooperativas de Eletrificação Rural de Santa Catarina	43
2.3	PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	46
2.3.1	Classificação das Perdas Elétricas	47
2.3.2	Regulação e Redução das Perdas Elétricas	49
2.4	CÁLCULO DAS PERDAS ELÉTRICAS	51
2.4.1	Metodologias para o Cálculo das Perdas Elétricas	52
2.4.2	Ferramentas Para Apoio A Decisão Na Avaliação De Perdas Elétricas	55
2.5	CONCLUSÕES	59
3	CARACTERIZAÇÃO DAS REDES DE ELETRIFICAÇÃO RURAL	61
3.1	INTRODUÇÃO	61
3.2	DESCRIÇÃO DA REDE RURAL	61

3.2.1	Aspectos Técnicos das Instalações Elétricas Rurais.....	62
3.2.2	Dados Físicos das Cooperativas de Eletrificação Rural associadas a FECOERUSC	63
3.2.2.1	Diagnóstico das CER frente ao Problema das Perdas	69
3.3	CARACTERIZAÇÃO DA CARGA RURAL.....	73
3.3.1	Caracterização Teórica	73
3.3.1.1	Definição de Caracterização da Carga	73
3.3.1.2	Comportamento das Cargas	74
3.3.1.3	Processo de Caracterização da Carga.....	77
3.3.1.4	Importância da “Tipologias” das Cargas.....	83
3.3.1.5	Fatores Típicos utilizados na Avaliação das Características das Cargas	84
3.3.2	Caracterização da Carga das Cooperativas de Eletrificação Rural	88
3.3.2.1	Definição dos Grupos de Consumidores.....	88
3.3.2.2	Análise das Medições	90
3.3.2.3	Processamento das Medições.....	91
3.3.2.4	Cálculo das Formas Fortes.....	94
3.4	CADASTRO DAS REDES	96
3.5	CONCLUSÕES	97
4	METODOLOGIA PROPOSTA.....	99
4.1	INTRODUÇÃO	99
4.2	CONSIDERAÇÕES INICIAIS SOBRE A METODOLOGIA	99
4.3	FLUXO DE POTÊNCIA DETERMINÍSTICO (FPD)	100
4.3.1	Metodologia para o Cálculo das Perdas Técnicas	100
4.3.1.1	Fluxo de Potência Trifilar Integrado	102
4.3.1.2	Perdas Elétricas nos Componentes da Rede de Eletrificação Rural .	103
4.3.2	Visualização dos Resultados do FPD.....	106
4.4	FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO (FPP)	108
4.4.1	Metodologia para a Estimação das Perdas Não-Técnicas	109

4.4.2	Processamento dos Dados de Medição para apoio à Metodologia	111
4.4.3	Caracterização da Curva de Carga	117
4.4.4	Caracterização dos Parâmetros Weibull	117
4.4.4.1	Processamento das Medições	117
4.4.4.2	Cálculo dos Parâmetros da Weibull	120
4.4.5	Procedimento para Obtenção das Perdas de Referência	122
4.4.6	Seleção de Pontos de Medição	125
4.4.6.1	Seleção pela Distribuição das Perdas	126
4.4.6.2	Seleção pelo Nível de Perda	126
4.4.6.3	Ajuste pelo Nível de Informação	127
4.4.6.4	Lista Final	127
4.5	SÍNTESE DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA	127
4.6	CONCLUSÕES	128
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	131
5.1	INTRODUÇÃO	131
5.2	ESTUDOS DE CASOS NO NÍVEL DETERMINÍSTICO	131
5.2.1	Síntese da análise dos Resultados obtidos no nível Determinístico	148
5.3	ESTUDOS DE CASOS NO NÍVEL PROBABILÍSTICO	149
5.4	ESTIMATIVA SOBRE A EXISTÊNCIA DE PERDA NÃO TÉCNICA	154
5.4.1	Estudo de casos de Circuitos de BT com Medição na saída do Transformador	154
5.4.2	Estudo de Casos para um Conjunto de Medição	158
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS	163
	REFERÊNCIAS	165
	ANEXO A – Unidades Consumidoras para Campanha de Medições	173

ANEXO B – Método da Soma das Potências para a Análise Determinística dos Sistemas de Distribuição Radiais	175
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

1 INTRODUÇÃO

No Brasil, a conexão e o atendimento ao usuário final ou consumidor do ambiente regulado é realizado pelas empresas distribuidoras de energia elétrica constituídas por 63 concessionárias e 52 cooperativas de eletrificação rural (CER).

Do total das CER existentes no país, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) assinou contrato de permissão com 38 entidades e emitiu resoluções que enquadram outras 10 na condição de agente autorizado para cumprimento da lei nº 9.074/1995 e da resolução ANEEL nº 012/2002. Com a regularização, os consumidores das cooperativas passam a ter direitos e deveres equivalentes aos consumidores das 63 concessionárias de distribuição. Em contrapartida, as CER submetem-se à legislação relativa aos serviços públicos e, especificamente, à energia elétrica, bem como às normas e regulamentos expedidos pelo órgão regulador, em especial às obrigações e encargos fixados para a garantia de padrões de qualidade e adequação do serviço (ANEEL, 2013c).

Em virtude da necessidade de atender às exigências da ANEEL, além da busca contínua pela melhoria de seus processos, um dos principais aspectos de interesse das CER é a redução das perdas elétricas durante a sua atividade fim, isto é, a distribuição de energia elétrica em níveis de média e baixa tensão. No caso das empresas representadas pela Federação das Cooperativas de Energia do Estado de Santa Catarina (FECOERUSC), atualmente o único dado que possuem é o valor das perdas totais que variam de 8% a 24% (segundo informações da própria FECOERUSC).

De maneira sucinta, as perdas são calculadas pela diferença entre a energia injetada no sistema e a energia faturada, sendo classificadas como perdas técnicas e perdas não técnicas ou comerciais. A perda técnica ocorre devido ao processo físico de transporte da energia e pode ser reduzida através do investimento na construção de novas redes de alimentação, da correta manutenção, incremento na eficiência dos equipamentos e da melhoria dos processos de distribuição de energia.

A perda não técnica apresenta como causas mais comuns as ligações irregulares, fraudes e furto da energia elétrica. As ligações irregulares nas redes de eletrificação representam um grande risco para a segurança pública, uma vez que alteram as características da rede podendo causar sérios acidentes e incêndios, por vezes fatais, além de

provocar uma significativa diminuição de receita das CER e por consequência redução dos investimentos em infraestrutura.

Na maioria das empresas de distribuição a identificação e atuação sobre as perdas não técnicas são realizadas através de busca exaustiva, ou seja, seleciona-se uma área geográfica para a "operação de varredura" na qual todos os pontos de conexão de rede são inspecionados em busca de situações irregulares (ARANHA NETO, 2012). Nas CER, este tipo de processo apresenta uma série de ineficiências, tanto em tempo de atuação, custos, limitação de cobertura, entre outros.

Diante deste panorama, aliado ao anseio de melhorar a qualidade do fornecimento de energia elétrica as empresas de eletrificação rural precisam classificar e quantificar as perdas em suas redes de distribuição para poder ter uma correta atuação no processo de redução das mesmas. Neste trabalho de mestrado é desenvolvida uma metodologia para o cálculo das perdas técnicas e a identificação de existência das perdas não técnicas em redes de eletrificação rural. No desenvolvimento da metodologia é proposta uma abordagem inovadora, que propõe o uso de software para processamento na identificação das fontes de perdas usando dados reais de campo coletados nos transformadores e ramais dos clientes das CER.

1.1 OBJETIVOS DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho tem como objetivo principal o desenvolvimento de uma metodologia para cálculo e caracterização das perdas técnicas e a identificação da potencial existência de perdas não técnicas nos sistemas de distribuição das CER. A metodologia utiliza dados de medição coletados nas redes de distribuição de média e baixa tensão, de cooperativas de eletrificação rural, com o objetivo de adoção de referências de perdas advindas de medição.

O principal desafio neste trabalho é buscar acomodar uma metodologia eficaz sob uma base de informação imperfeita. A falta de um cadastro de redes elétricas de distribuição é um problema brasileiro, o qual dificulta muito a adoção de técnicas convencionais para análise de sistemas elétricos em todas as empresas. Muitas concessionárias de grande porte brasileiras ainda não possuem um sistema de cadastro de redes para a representação fidedigna das suas redes elétricas. Da mesma forma, as CER também possuem grandes dificuldades em manter um cadastro atualizado para o suporte às metodologias de gestão de redes elétricas. Dessa forma, a metodologia proposta nesta dissertação se

ampara na teoria probabilística e na capacidade de medição das CER para avaliar a problemática das perdas de energia elétrica. De uma forma resumida, buscou-se integrar informações determinísticas a uma avaliação probabilística, com o objetivo de estimar as perdas técnicas e inferir sobre perdas não técnicas através da comparação entre a caracterização probabilística e uma medida local de referência. Esta avaliação possibilita conclusões diretas sobre as perdas técnicas e indiretas sobre as perdas não técnicas.

1.1.1 Questões a Serem Respondidas

Quais são as ferramentas e elementos metodológicos necessários para determinar ou ter um indicativo sobre a existência das perdas técnicas e não técnicas em redes de eletrificação rural?

Através do comportamento ou consumo das cargas atendidas pelas CER é possível obter parâmetros probabilísticos que indiquem a existência de perda não técnica?

1.1.2 Hipóteses Assumidas

Utilizando um sistema de medição em dois níveis combinado com uma metodologia de análise de redes elétricas é possível com algumas limitações, determinar a existência de perdas técnicas e não técnicas em redes de eletrificação rural.

As falhas no cadastro de redes das cooperativas e a falta de caracterização da carga são compensadas pela ação do engenheiro analista, que na presença de discrepâncias entre os resultados computacionais e os resultados das medições, poderá esgotar o ajuste do modelo até concluir que existem diferenças entre a energia fornecida e a energia faturada que nem o modelo computacional nem as medições foram capazes de reproduzir. Sinal da existência de perdas não técnicas.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

A presente dissertação está estruturada em 6 capítulos. Primeiramente, o capítulo 1, intitulado de Introdução, busca situar e contextualizar o leitor frente ao tema abordado, além de definir os

principais objetivos e questões que motivaram a realização desta dissertação.

No capítulo 2, chamado de Eletrificação Rural e Perdas Elétricas, são descritos conceitos relacionados ao tema da eletrificação rural no Brasil e o papel das Cooperativas de Eletrificação Rural no desenvolvimento brasileiro. É apresentada também uma revisão bibliográfica, onde é exposta a pesquisa realizada referente às diferentes metodologias aplicadas para cálculo das perdas elétricas nos diversos segmentos do sistema de distribuição e, das ferramentas usadas para apoio a decisão na avaliação das perdas.

O capítulo 3 trata da caracterização das redes e da carga na eletrificação rural, especificamente das redes de distribuição das cooperativas do estado de Santa Catarina interessadas no desenvolvimento da metodologia. São apresentados dados técnicos das cooperativas referentes às redes de distribuição primária e secundária, assim como informações sobre as unidades consumidoras atendidas. Ao final detalha-se o processo de caracterização da carga baseado em informações coletadas nos transformadores e ramais dos clientes das CER em pequena campanha de medição.

Já no capítulo 4 apresenta-se a Metodologia Proposta. Nesta seção são descritas as etapas desenvolvidas para a obtenção dos resultados em relação ao cálculo das perdas técnicas e existência das perdas não técnicas. Assim, apresentam-se duas etapas principais da metodologia baseadas no fluxo de potência determinístico e fluxo de potência probabilístico.

No capítulo 5 são expostos estudos de casos que permitiram validar a ferramenta desenvolvida para o cálculo das perdas técnicas e não técnicas. Este capítulo tem como objetivo apresentar os resultados obtidos com a implementação da metodologia nas redes de eletrificação rural de algumas cooperativas do estado de Santa Catarina.

Finalmente, no capítulo 6 são expostas as devidas conclusões do trabalho a partir dos resultados alcançados considerando os objetivos deste trabalho e as hipóteses assumidas, além das sugestões para trabalhos futuros.

2 ELETRIFICAÇÃO RURAL E PERDAS ELÉTRICAS: Estado da Arte

2.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica sobre os sistemas de Eletrificação Rural, as CER e as perdas elétricas em sistemas rurais, com o objetivo principal de ter uma fundamentação teórica necessária para a metodologia desenvolvida nesta dissertação.

Apresenta-se uma contextualização sobre a eletrificação rural no Brasil e o papel das CER no seu desenvolvimento. É apresentada também uma revisão do estado da arte da literatura existente sobre as perdas elétricas encontradas neste setor, classificação, redução e regulação destas. Em seguida é exposta a revisão bibliográfica sobre algumas metodologias desenvolvidas para o cálculo das perdas elétricas e, das ferramentas usadas para apoio a decisão na avaliação das perdas.

2.2 A ELETRIFICAÇÃO RURAL

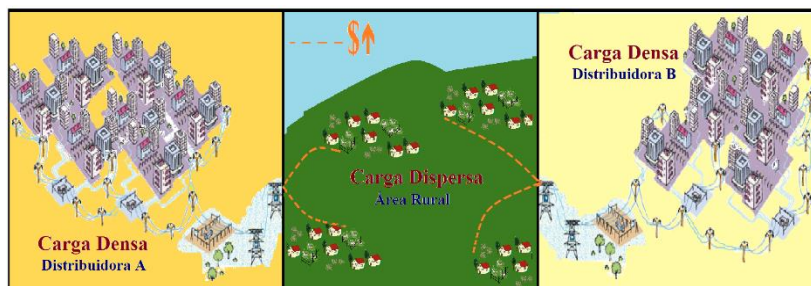
Voltada principalmente para satisfazer uma necessidade primária, a eletrificação rural é utilizada para iluminação de casas e assentamentos rurais, seguindo para outros requisitos menos urgentes, mas importantes, como produzir uma "qualidade de vida" mais elevada, com o uso de eletrodomésticos e a industrialização agrícola. Conceitualmente, a eletrificação rural tem como objetivo geral, concentrar a igualdade dos direitos dos cidadãos, estando estes em cidades ou no campo, em particular no acesso ao serviço básico de eletricidade no local de residência, tentando resolver com isso as enormes diferenças de infraestrutura existentes entre as áreas urbanas, as áreas rurais e as zonas fronteiriças de um país, incorporando seus beneficiários ao mercado, o consumo e ao desenvolvimento, isto permite alcançar também uma inclusão social das populações beneficiadas com vista a reduzir a pobreza (RAMIREZ, 2004).

No entanto, o suprimento de energia elétrica em vários países incluindo o Brasil não se encontra totalmente presente no território rural, algumas áreas possuem atendimento precário ou, simplesmente, ainda não são atendidas por este serviço. O censo realizado no 2010 pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), apontou 715 mil famílias ainda sem energia elétrica na zona rural. A situação extrema se apresenta na Região Norte do Brasil, onde 24,1% dos domicílios rurais não possuíam energia elétrica, seguida das áreas rurais das Regiões

Nordeste (7,4%) e Centro-Oeste (6,8%) (IBGE, 2015). Atualmente, segundo informado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), o número de residências que ainda se encontram sem energia elétrica no meio rural é de 228 mil (MME, 2015).

Existem vantagens óbvias de ter eletricidade em áreas rurais. O acesso à energia elétrica tornou-se um fator indispensável no desenvolvimento e bem estar individual e coletivo, por conseguinte é difícil encontrar argumentos que questionem a importância de proporcionar às áreas rurais de um fornecimento de energia elétrica seguro e eficiente. Porém, a área rural, ocupada de maneira dispersa, possui uma capacidade de consumo muito menor quando comparada à área urbana. As populações estão espaçadas em grandes distâncias, o que dificulta a construção da infraestrutura necessária para a instalação da rede elétrica, bem como apresentam hábitos de consumo de energia mais baixos que os habitantes das áreas urbanas, devido a um estilo de vida menos dependente da tecnologia de fonte elétrica (ver Figura 1). Dessa forma, a eletrificação rural tem sido um tema extremadamente discutido no Brasil e no mundo, tendo como característica comum o custo da extensão da rede elétrica pouco atrativa para as concessionárias (PIRES; CAMARGO, 2008).

Figura 1 – Problema ao Acesso à Energia Elétrica pelo setor Rural.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

2.2.1 Contextualização sobre a Eletrificação Rural no Brasil

O primeiro registro de eletrificação rural data de 1923, quando o fazendeiro João Nogueira de Carvalho instalou eletricidade em sua propriedade no município de Batatais – São Paulo, o fazendeiro arcou com todas as despesas da instalação e logo outros fizeram o mesmo

pedido para concessionária local. Entretanto, devido ao elevado custo, nem toda a população rural teve a mesma oportunidade (MME, 2009). Depois da crise de 1929 a concessionária do município de Batatais, elevou a tarifa de energia dos clientes rurais, trazendo como consequência uma ação judicial contra a empresa (GARCIA; FLAVIO, 2007).

Segundo Oliveira (2000), “este acontecimento colocou em pauta o confronto entre a eletrificação rural e urbana, evidenciando a baixa atratividade da eletrificação rural para as concessionárias, devido a uma relação custo-benefício desfavorável”. As distribuidoras privadas de energia limitavam seu atendimento ao segmento que apresentava retorno econômico satisfatório, atendendo, prioritariamente, aos consumidores dos grandes centros urbanos. Com isso a expansão da eletrificação rural ficava comprometida, especialmente pelo baixo índice de rentabilidade do negócio.

Nas décadas de 40 a 60, várias iniciativas estaduais e municipais impulsionaram a eletrificação rural, mas foram insuficientes para suprir a necessidade do campo. O fato das concessionárias direcionarem seus interesses ao atendimento dos centros urbanos, e não a projetos de expansão de suas redes ao meio rural, impulsionou o desenvolvimento da eletrificação rural no Brasil através do *cooperativismo*, da união dos anseios das famílias rurais que viviam à margem do crescimento das redes elétricas e do desenvolvimento presente nas grandes cidades.

Como o mercado rural não era atraente às concessionárias, foi promulgado em 30 de novembro de 1964 a criação do Estatuto da Terra, o qual elegeu o cooperativismo como forma prioritária para impulsionar o processo de eletrificação rural. As primeiras CER foram criadas nas comunidades do sul do país (PAZZINI *et al.*, 2000). Tratou-se, então, de um dos primeiros passos na tentativa de diminuir o déficit nas áreas rurais, onde o estatuto ordenou a inclusão obrigatória da eletrificação rural e de outras obras de infraestrutura nos planos de reforma agrária, determinando que a realização dessas obras deveriam ser realizadas essencialmente através de cooperativas, com o apoio financeiro do Banco Nacional de Crédito Cooperativo. Os projetos de eletrificação rural realizados pelas CER teriam prioridade nos financiamentos e receberiam auxílio dos Governos Federal, Estadual e Municipal (PIRES; CAMARGO, 2008).

Outra ação executada com intuito de impulsionar a eletrificação rural no Brasil, foi realizada em 1970, com a criação do Grupo Executivo de Eletrificação Rural (GEER), subordinado ao Instituto Nacional de Colonização e Reforma Agrária (INCRA), que movimentava os fundos

do I Plano Nacional de Eletrificação Rural (I PNER), suprido com recursos provenientes do Fundo de Eletrificação Rural (FUER), instituído, nesta ocasião, através de um contrato de empréstimo celebrado com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Contudo, o crescimento da eletrificação rural foi absolutamente desigual, a expansão se deu fundamentalmente nos Estado do Sul, contribuindo para isso a existência das CER já consolidadas e, a existência de pequenas e médias propriedades com nível de renda compatível com os investimentos necessários para implantar novos projetos (GARCIA; FLAVIO, 2007).

Segundo Fugimoto (2005), o crescimento das CER foi favorecido também pelo decreto 62.655 de 3 de maio de 1968, onde foi definida a eletrificação rural como sendo “a execução de serviços de transmissão e distribuição destinada a consumidores localizados fora dos perímetros urbanos e suburbanos das sedes municipais e dos aglomerados populacionais com mais de 2.500 habitantes, dedicados a atividades ligadas diretamente à exploração agropecuária, ou a consumidores localizados naquelas áreas, dedicando-se a quaisquer tipos de atividades, com carga ligada de até 45 kVA”. O decreto também estabeleceu que os serviços de eletrificação rural, para uso privativo, poderiam ser executados por pessoas físicas ou jurídicas e, regulamentou: a execução dos serviços, as normas para requerer as permissões e, as competências do MME através do Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE). Com as condições para transmissão e distribuição estabelecidas, as CER iniciaram suas atividades, expandindo redes de transmissão, impulsionando o desenvolvimento do local de atuação e permitindo a instalação de pequenas empresas, que causaram um crescimento das localidades, desenvolvendo distritos e cidades.

Paralelo ao desenvolvimento que estava apresentando as CER, o governo brasileiro, através de marcos normativos e programas sociais, trabalhava no processo de universalização do serviço de energia elétrica, ou seja, generalizar o serviço de energia em todo o território independentemente da classe de consumidor. A necessidade de universalizar o acesso à energia em todo o território nacional acarretou o surgimento de programas como o “Luz da Terra” criado em 1995 e, o “Luz do Campo” instituído em 1999, ambos executados pelas concessionárias e CER.

Os programas de universalização de energia, possuíam características semelhantes em seus planejamentos, onde se destacavam as seguintes condições:

- Altos investimentos para expansão da rede, devido à conexão de clientes distantes da infraestrutura já existente;
- Altos custos operacionais decorrentes do aumento das distâncias e consequentemente redução da produtividade das equipes de operação e manutenção de redes;
- Baixo consumo e baixa capacidade de pagamento dos serviços pela população beneficiada, normalmente localizada em regiões de menos desenvolvimento econômico.

Estas características impediam o êxito total da implementação destes programas, mesmo com ajuda de recursos provenientes do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e da Reserva Global de Reversão (RGR), os residentes de áreas rurais também deveriam pagar por uma taxa de instalação que era incompatível com seus perfis de renda familiar (PIRES; CAMARGO, 2008).

Adicionalmente, a questão da universalização particularmente voltada ao meio rural, teve uma importância marginal no início da reestruturação do setor elétrico na década dos 90, e as discussões sobre a expansão da eletrificação rural entraram tardiamente na pauta de discussões dos tomadores de decisão, muitas vezes como forma de compensar eventuais resistências à privatização das empresas. De forma geral, a maioria dos contratos de concessão não estabeleceu metas de universalização, e a eletrificação rural acabou não sendo contemplada naquele momento de reestruturação do setor. De acordo com Fugimoto (2005), a escassez de metas específicas torna praticamente voluntária a adesão efetiva da concessionária ao esforço de universalização, empresas que devido a motivos citados anteriormente, sempre tiveram uma frequente recusa para investir em áreas onde a população não tivesse poder de compra e o lucro esperado com o consumo de energia retornaria de forma lenta e a longo prazo. Dessa forma, na via expressa das privatizações, a alternativa contratual foi desperdiçada, não tendo sido acordada a necessidade de compromisso efetivo do agente privado no esforço de universalização do atendimento rural (GAMA, 2008).

O principal marco legal do processo de universalização foi dado pela Lei 10.438 do ano 2002, a qual introduz a obrigação da universalização do acesso dentro do setor elétrico acabando com o paradigma que perdurava desde a constituição do setor: *Quem tem a responsabilidade financeira pela extensão da rede*, paradigma que foi em diversas épocas amenizado através da formação das CER ou da implantação de programas de eletrificação rural que, através da formação de grupos, repartiam esse custo pioneiro, sem, no entanto deixar de

aportar recursos para a construção da linha elétrica (PELEGRINI, 2003). A Lei 10.438/2002, em geral, dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Além desta Lei, no ano de 2003 foi emitida a Resolução ANEEL 223/03, que determina que consumidores de todas as classes (residencial, comercial, industrial, rural) não mais arcarão com despesas de ligação à rede elétrica, que passarão a ser de responsabilidade exclusiva das concessionárias e permissionárias, eliminando eventualmente a responsabilidade das CER (isto porque na data em que foi publicada a Resolução 223, as CER estavam em processo de regularização conforme será explicado mais na frente) (PELEGRINI, 2003; PIRES; CAMARGO, 2008).

Pode-se dizer então que o sucesso da política de universalização do acesso à energia elétrica no Brasil se deve, em grande parcela, ao aporte de recursos públicos. Sem dúvida, na falta desses recursos, as tarifas seriam impactadas de sobremaneira, de modo que os consumidores mais carentes não teriam condições efetivas de pagá-las, o que os levaria a desligar oficialmente suas residências da rede e partir para o uso ilegal da energia. Esse processo desencadearia as chamadas perdas não técnicas, por conseguinte, o aumento tarifário para os consumidores restantes o que tornaria a tarifa insustentável.

Por meio do Decreto 4.873, de 11 de novembro de 2003 (alterado posteriormente pelo Decreto 6.442, de 25 de abril de 2008), foi lançado em 2003 o Programa “Luz para Todos”, considerado como o maior programa de universalização do acesso e uso da energia elétrica do Brasil. Comparado com os outros programas criados anteriormente, o Luz para Todos tem um propósito mais social, sendo criado com o objetivo de reduzir a pobreza e a fome utilizando a energia como vetor de desenvolvimento, tendo como foco o atendimento na área rural para pequenos consumidores. Dessa forma, o Programa, coordenado pelo MME e executado pela Eletrobrás, foi criado visando atender até 2010 todos os domicílios rurais sem energia elétrica, num total de 12 milhões de pessoas beneficiadas.

Para o desenvolvimento do Programa, foram necessárias algumas parcerias entre o governo federal, os governos estaduais, as concessionárias de energia e as CER espalhadas por todo o país. 75% dos recursos provieram do governo Federal, 15% das concessionárias, permissionárias de distribuição e CER e, 10% dos Estados. Os recursos

federais vinham de fundos setoriais de energia: a CDE e a RGR. A distribuição dos recursos, de acordo com o programa, levou em conta a mitigação do impacto tarifário em virtude da universalização. Assim, em algumas áreas, o aporte de recursos para o CDE seria em uma proporção maior do que para o RGR de modo que o processo de universalização não resultasse em aumento excessivo para a população local (FUGIMOTO, 2005; GAMA, 2008; MME, 2015).

No dia 28 de maio de 2005, foi publicada a Resolução ANEEL nº175 (com revisão dada pela Resolução Normativa 365, de 28 de maio de 2009), que estabelece as metas de atendimento para cada concessionária de energia e CER, o protocolo de adesão e, o Termo de Compromisso, como os instrumentos que definem as condições básicas para a implementação do programa em cada estado. Além disso, para garantir a transparência do Programa, o MME definiu regras simples e objetivas, que foram publicadas no Manual de Operacionalização do Programa. Diferentemente dos programas de eletrificação anteriores, que exigiam uma contrapartida financeira do beneficiado, o que restringia o acesso das famílias à energia, o governo federal determinou que, para o Luz para Todos, a instalação elétrica, incluindo o padrão de entrada, seria gratuita. O consumidor pagaria apenas pelo seu consumo, registrado em conta de luz, como todo cidadão brasileiro (MME, 2015).

Atualmente por meio do Decreto nº 8.387, de 30 de dezembro de 2014, o Programa Luz para Todos foi prorrogado até dezembro de 2018. A medida tem o objetivo de levar energia elétrica a 228 mil famílias do meio rural que ainda não foram atendidas. O Luz para Todos atendeu até Novembro do 2014, 3.184.946 famílias, beneficiando cerca de 15,3 milhões de pessoas. Os investimentos contratados superam R\$ 22,7 bilhões, com recursos de R\$ 16,8 bilhões do Governo Federal (MME, 2015).

Ao longo de todo este período de eletrificação rural no Brasil, iniciado em 1923 até 2014, muitas decisões de cunho tecnológico foram implementadas, trazendo benefícios para cada época e problemas para os tempos atuais. Do ponto de vista tecnológico, destaca-se o grande esforço dos programas atuais em evitar a expansão da rede através da instalação de fontes renováveis, como painéis solares, turbinas eólicas, aproveitamentos em biomassa entre outras tecnologias. A ideia de desenvolver estes locais com recursos renováveis é sem dúvida um dever social. Contudo, a herança de manutenção e renovação dessas tecnologias com o passar do tempo torna-se um fardo para a comunidade. Do ponto de vista das perdas elétricas, salienta-se a utilização em massa do

condutor de aço zincado nas redes elétricas do sul do Brasil na década de 70. Nesta altura, desejava-se reduzir os custos relacionados aos condutores nas instalações, promovendo uma expansão mais atraente do ponto de vista econômico para os investidores. Contudo, a incompatibilidade entre as características elétricas destes condutores com os padrões de qualidade de energia exigidos atualmente, é evidente, e muito simples de verificar no problema de perdas elétricas em instalações rurais nos dias de hoje.

2.2.2 Panorama Atual da Eletrificação Rural no Brasil e em outros Países.

Embora, os programas do governo federal e marcos normativos tenham obrigado às concessionárias a participar no processo de universalização da energia, a condução do desenvolvimento da eletrificação rural corresponde à Organização das Cooperativas Brasileiras (OCB), entidade de representação e defesa dos interesses dessas sociedades. Além disso, as CER organizam-se na maioria dos estados através de uma federação e a nível nacional reúnem-se em duas confederações:

- A Confederação Nacional das Cooperativas de Infraestrutura (INFRACOOP), cuja abrangência envolve as Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste
- A Confederação Brasileira das Cooperativas de Energia, Telefonia e Desenvolvimento Rural (CONBRAC), que abrange as Regiões Norte e Nordeste.

Nos estados as CER se organizam em federações como a FECOERESP (Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de São Paulo), FECOERUSC (Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural do estado de Santa Catarina), FECOERPA (Paraná), FECOERGS (Rio Grande do Sul), FECOERPE (Pernambuco), FECODERJ (Rio de Janeiro), FECOERMS (Mato Grosso do Sul), entre outras.

Na busca da permanência das CER no mercado elétrico brasileiro, com o apoio da OCB, as confederações conseguem que as demandas e os pleitos, apresentados ao governo federal, Congresso Nacional, MME e à ANEEL, entre outros órgãos reguladores do setor, tenham força, respeito e reconhecimento (MEDEIROS, ZORDAN 2009).

Segundo a OCB e a ANEEL, são 130 CER no Brasil, atendendo mais de 800 mil associados em aproximadamente 1.373 municípios nas

regiões Norte, Sul, Sudeste, Nordeste e Centro-Oeste (ver Tabela 1). Do total das CER existentes, aproximadamente 45% das CER já foram reguladas pela ANEEL as restantes se encontram no processo para assinar contrato de permissão ou ser enquadradas na condição de agente autorizado.

Tabela 1 – Quantitativo de cooperativas de eletrificação rural por estado.

Região	Nº de Cooperativas	Nº de municípios de atuação	Associados
Nordeste	42	471	136874
Piauí	1	38	2653
Maranhão	1	12	Não Declarado
Ceará	12	18	33000
Rio Grande do Norte	8	169	24300
Paraíba	7	85	11400
Pernambuco	12	148	62269
Sergipe	1	1	3252
Norte	2	3	4062
Rondônia	1	3	Não Declarado
Pará	1	Não Declarado	4062
Centro-oeste	18	191	26299
Mato Grosso do sul	4	32	4984
Mato Grosso	1	9	901
Goiás	13	150	20414
Sudeste	24	191	63187
Minas Gerais	2	28	Não Declarado
Rio de Janeiro	5	18	16861
São Paulo	17	145	46326
Sul	44	517	493668
Paraná	7	39	8123
Santa Catarina	22	120	220000
Rio Grande do Sul	15	358	265545
TOTAL	130	1373	724090

Fonte: Autor - elaborado com base em dados de (ANEEL, 2008; OCB, 2014; PRADO, 2014).

Essas cooperativas, além da área rural, atendem também sedes urbanas (cidades), que no passado eram vilas, e com a chegada da energia elétrica se desenvolveram, tornando-se distritos e, posteriormente, se emanciparam como cidades (ANEEL, 2008; OCB, 2014).

Mas a eletrificação rural em todos os países não é fomentada pelo cooperativismo, dos dados pesquisados foram encontradas informações sobre a existência de CER nos Estados Unidos (EUA) e na Argentina, onde existem aproximadamente 1000 e 750 cooperativas, respectivamente (OLIVEIRA *et al.* 2006).

Em alguns países latino-americanos como por exemplo Peru, Colômbia, Bolívia e Guatemala não existem CER, o desenvolvimento da eletrificação rural é dado pela criação de programas governamentais chamados de PNER (Plano Nacional de Eletrificação Rural), do Ministério de Energia e Minas em parceria com empresas de distribuição e organizações privadas como por exemplo a “Organización Latino-americana de Energia, (OLADE)” e o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID). Nestes países, os projetos de eletrificação rural baseiam-se na implantação de tecnologias renováveis em lugares remotos, devido a baixos níveis de população e características geográficas, onde é inviável a instalação da rede elétrica convencional (DGER, 2014; OLADE, 2014).

2.2.3 Regularização das Cooperativas de Eletrificação Rural

As CER são agentes presentes no setor elétrico brasileiro desde a década de 40, expandindo-se mais fortemente nas décadas de 60 e 70. Como mencionado nas seções anteriores, foram formadas por pioneiros, que se reuniram para viabilizar a eletrificação de suas propriedades.

Devido ao crescimento do mercado e a rápida urbanização o perfil de atuação da maioria das CER foi mudando, tornando-as possuidoras de características semelhantes às concessionárias. Depois da reestruturação do setor elétrico, a ANEEL previu a necessidade de regulamentação dos serviços prestados pelas cooperativas visando adequá-las às novas orientações regulatórias e de direito da eletricidade. Este processo teve início com a edição da Resolução 333, de dezembro de 1999, pela ANEEL.

Segundo Pelegrini (2003), a não regulamentação das cooperativas prejudica o desenvolvimento do setor agroindustrial relegando as mesmas a operar numa área demarcada, mas não regulada estando, portanto livres do alcance da legislação imposta às concessionária. Em tempos de

universalização da energia elétrica, o cidadão rural morador dessas áreas atendidas pelas CER fica prejudicado no seu direito.

A Resolução 333/1999 estabeleceu as condições gerais para a implantação de instalações de energia elétrica de uso privativo; dispôs sobre a permissão de serviços públicos de energia elétrica e fixou as regras para regularização das CER. Foi destacada também a importância do cooperativismo de eletrificação rural: “as cooperativas, em sua maioria denominadas de eletrificação rural, desempenharam e continuam a desempenhar papel histórico no processo de interiorização dos serviços de energia elétrica, cujo o pioneirismo em áreas rurais, e até mesmo urbanas, de várias regiões do país, levou-as a serem contemporâneas ou até precederem algumas concessionárias de serviço público de energia elétrica, assim viabilizando o acesso a esse serviço a mais de 500.000 consumidores de todas as classes de consumo”(PRADO, 2014).

Em 2002, no dia 11 de janeiro, a Resolução 333 foi substituída pela Resolução 12, estabelecendo somente as condições gerais para a regularização das CER. A principal mudança é que a Resolução 12/2002 trata somente da regularização das cooperativas, excluindo as questões de autorização para uso privativo e da permissão de serviço público, que era o grande questionamento das concessionárias, receosas com a possibilidade de surgimento de novos agentes, além das cooperativas existentes. Foram definidos dois tipos de enquadramento para as cooperativas: *Permissionárias* e *Autorizadas* (PELEGRINI, 2003; MEDEIROS; ZORDAN, 2009).

As Permissionárias, são aquelas que atendem a um público indistinto (rural e urbano). Além da necessidade de ter um contrato de adesão, a permissionária está obrigada a garantir um bom atendimento aos consumidores, com uma prestação de serviços adequada e atendendo às exigências da ANEEL, tais como: celebrar contrato de uso e de conexão aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica, estar em dia com o Plano de Contas do Serviço Público mantendo registro contábil, praticar tarifas previamente homologadas, garantir o atendimento de seu mercado e garantir acesso livre ao seu sistema elétrico. São supridas de energia pela concessionária atual ou podem comprar energia no mercado interligado por meio de leilão, se assim entenderem.

As Autorizadas, são cooperativas que atuam somente em áreas rurais, operando instalações de energia elétrica para uso privativo de seus associados destinando a utilização das cargas exclusivamente ao desenvolvimento de atividades de predominância rural. Nesse caso é

necessário um contrato de fornecimento. O fornecimento de energia deve ser feito na área de atuação estabelecida e estar enquadrado nas normas das Condições Gerais de Fornecimento, mantendo um cadastro de controle de instalações de energia elétrica, registros contábeis do rateio entre os associados das despesas diretas ou indiretas da energia elétrica e também registros contábeis de valores vinculados à energia elétrica em separado (OLIVEIRA, 2009).

De acordo com Pelegrini (2003), a regulação dos agentes de distribuição pode ser definida em duas dimensões:

- A regulação técnico-comercial: que trata da qualidade do serviço e das relações com os consumidores.
- A regulação econômica: que trata das tarifas e do equilíbrio econômico financeiro da empresa.

A polêmica em relação ao processo de regularização das cooperativas prendeu-se na criação desse ambiente legal. Até o março de 2006 as cooperativas não estavam reguladas nem na dimensão técnico-comercial, nem na dimensão econômica. Só passam a ter o enquadramento legal definido as cooperativas que assinarem um contrato de adesão à permissão ou receberem um ato autorizativo. Neste sentido pode-se perceber no setor o interesse das cooperativas em regularizar sua situação garantindo aquilo que acreditam ser seu direito e participando das iniciativas de regulação do setor.

Do total das CER existentes no país, em 2011, no dia 23 de fevereiro, seguindo com o processo de formalização da regularização das CER, a ANEEL assinou contrato de permissão com 38 entidades e emitiu resoluções que enquadram outras 10 na condição de agente autorizado. Com a regularização, os consumidores das cooperativas passam a ter direitos e deveres equivalentes aos consumidores das 63 concessionárias de distribuição. Em contrapartida, as cooperativas submetem-se à legislação relativa aos serviços públicos e, especificamente, à energia elétrica, bem como às normas e regulamentos expedidos pela ANEEL, em especial às obrigações e encargos fixados para a garantia de padrões de qualidade e adequação do serviço. Com a assinatura dos contratos e a emissão de resoluções autorizativas, os consumidores das cooperativas passam a pagar tarifas fixadas pela ANEEL (ANEEL, 2013c).

Sobre as tarifas, o sistema regulatório aplicado à distribuição de energia no Brasil é do tipo preço-teto (*price-cap*), no qual a ANEEL estabelece os preços máximos que podem ser aplicados por essas empresas. Os mecanismos de regulação das concessionárias e permissionárias são basicamente a revisão tarifária, que incide

periodicamente a cada três, quatro ou cinco anos, dependendo do contrato de concessão, e o reajuste tarifário anual, que se trata de correção monetária e compartilhamento de ganhos de produtividade (ABRADEE, 2014).

2.2.4 As Cooperativas de Eletrificação Rural de Santa Catarina

O cooperativismo de energia elétrica faz parte da história da eletrificação rural de Santa Catarina. A primeira CER foi implantada em 1959, mas a grande expansão da eletrificação rural em Santa Catarina se deu na segunda metade da década de 70 e início dos anos 80. O objetivo maior foi o atendimento social, a expansão não levou em consideração a viabilidade econômica e operacional o que foi refletido no baixo consumo de energia, eventualmente pela distribuição geográfica, pela inexistência de hábitos de consumo de energia elétrica ou pelo próprio estágio sócio cultural da população. As CER pagaram um alto preço, tendo que praticar rateio de custos superiores ao da Concessionária em virtude de manter sistemas elétricos sem a mínima viabilidade técnica e econômica (FECOERUSC, 2014).

O Governo se valeu do cooperativismo como instrumento para captar os recursos e executar os projetos de eletrificação rural. Com a facilidade de obtenção de recursos externos, criou através da Lei número 4.824 de 16/01/73, a Eletrificação Rural de Santa Catarina (ERUSC).

Em 1973, no dia 25 de novembro, pela união das CER e a crescente necessidade de ser organizarem e de interagir com as empresas públicas, ERUSC, concessionárias e agentes financeiros, originou-se a Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural de Santa Catarina (FECOERUSC). Atualmente, Santa Catarina é o Estado com mais CER no Brasil e apresenta o maior índice de eletrificação rural do país: 98% das propriedades são energizadas (FECOERUSC, 2014).

A FECOERUSC tem 22 filiadas com 220 mil associados, o que beneficia cerca de 650 mil pessoas. Na Tabela 2 é apresentada uma lista com os nomes das cooperativas associadas. Destas Cooperativas as primeiras 17 correspondem às cooperativas interessadas na execução da metodologia. De acordo com a legislação atual, as cooperativas mantêm um controle efetivo sobre o denominado Balanço Energético, o qual apresenta a diferença entre a Energia Efetivamente Adquirida (comprada) por cada cooperativa e a Energia Efetivamente Distribuída (vendida) ou entregue aos seus consumidores.

Tabela 2 – Cooperativas de eletrificação rural da FECOERUSC.

Sigla	Nome	Municípios de Atuação
COOPERCOCAL	Cooperativa Energética Cocal	9
COOPERA	Cooperativa Pioneira de Eletrificação	3
CERMOFUL	Cooperativa Fumacence de Eletricidade	6
CERGRAL	Cooperativa de Eletricidade de Gravatal	6
CEREJ	Coop. de Prestação de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica Senador Esteves Júnior	15
CEPRAG	Coop. de Eletricidade Praia Grande	3
CEJAMA	Coop. de Eletricidade Jacinto Machado	1
CERAÇÁ	Cooperativa Distribuidora de Energia Vale do Araçá	17
CERBRANORTE	Cooperativa de Eletrificação de Braço do Norte	6
CERAL	Cooperativa de Eletrificação Rural de Anitápolis	2
COOPERMILA	Coop. de Eletrificação Lauro Müller	1
CERGAPA	Cooperativa de Eletrificação Grão Pará	3
CERPALO	Cooperativa de Eletrificação Rural de Paulo Lopes	4
CERSUL	Coop. de Eletrificação Sul Catarinense	11
CERTREL	Cooperativa de Energia Treviso	1
CERGAL	Coop. de Eletrificação Anita Garibaldi	4
COORSEL	Coop. Regional sul de Eletrificação Rural	6
COOPERZÉM	Cooperativa de Distribuição de Energia Elétrica de Armazém	3
CERSAD	Cooperativa de Eletrificação Rural Salto Donner	1
CEESAM	Cooperativa de Energia Elétrica Santa Maria	2
CEGERO	Cooperativa de Eletricidade São Ludgero	5
COOPERALIANZA	Cooperativa Aliança	4

Fonte: Autor - elaborado com base em dados de (FECOERUSC, 2014).

Este controle estabelece e identifica com certo grau de clareza a variável *Energia Perdida*. Esta variável dá origem à percepção das perdas globais em uma cooperativa, perspectivando também as perdas monetárias vinculadas ao balanço energético.

Na Tabela 3, apresenta-se o balanço energético oficial declarado por cada cooperativa da FECOERUSC entre os anos 2013 e 2014. Os dados foram retirados dos relatórios anuais oficiais de cada cooperativa, sendo os mesmos publicados no site oficial de cada cooperativa e da ANEEL.

Tabela 3 – Balanço Energético das cooperativas em 2013/2014.

Cooperativa	Energia Comprada (GWh)	Energia Distribuída (GWh)	Energia Perdida (GWh)	Perdas (%)
CERMOFUL	110,710	104,40	6,310	5,699
CERSUL	136,096	126,274	9,822	7,217
COOPERMILA	12,157	11,275	0,882	7,250
CEJAMA	32,430	29,570	2,860	8,819
COOPERCOCAL	57,970	52,630	5,340	9,210
CERBRANORTE	124,130	112,540	11,590	9,340
COOPERA	233,089	210,521	22,568	9,680
CERAÇÁ	64,560	58,293	6,267	9,700
CERGRAL	23,040	20,500	2,540	11,020
CERGal	64,940	57,610	7,330	11,287
CEPRAG	41,012	35,007	6,005	13,530
CERPALO	40,245	34,355	5,890	14,635
CERGAPA	25,930	21,110	4,820	18,590
CERAL	9,551	7,734	1,817	19,024
CERTREL	68,690	31,589	37,101	54,012
CEREJ	25,615	30,949	-5,334	-20,824
COORSEL	**	**	**	**

Fonte: Autor - elaborado com base em dados de (ANEEL, 2015b) ** Não Encontrado

Através da análise dos dados apresentados na Tabela 3, pode-se destacar três grupos de cooperativas onde as perdas na sua forma global possuem significado diferenciado. O grupo 1 é composto pelas

cooperativas que mantêm suas perdas globais abaixo de 10%. Neste caso, salienta-se que este grupo 1 representa a grande maioria das cooperativas, sendo a faixa de compra de energia entre 12 GWh/ano e 233 GWh/ano. O grupo 2 é composto pelas cooperativas que assimilam perdas globais acima dos 10%. Neste caso, salienta-se que a faixa de compra de energia está entre 9 GWh/ano e 68 GWh/ano, perfazendo perdas monetárias menores em valor absoluto, quando comparadas ao grupo 1. O grupo 3 é composto por apenas uma cooperativa que apresenta, segundo a informação fornecida no seus relatórios, perdas globais negativas, ou seja, ganhos globais, necessita comprar menos do que efetivamente distribui ou possui algum nível de produção própria de energia, o qual não afeta o seu balanço energético. Para este caso em especial, a contabilização em termos globais de perdas não fornece a informação que se deseja visualizar, onde a diferença entre o fornecido e o distribuído esteja representada por uma perda global, percebida em alguma das fontes de perdas que serão identificadas na sequência.

2.3 PERDAS ELÉTRICAS EM SISTEMAS DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

As perdas elétricas têm sido um assunto presente nas empresas de energia elétrica, principalmente, no setor de distribuição. Perdas são intrínsecas aos sistemas e, assim como outras variáveis envolvidas, devem ser consideradas para a obtenção do custo mínimo global dos sistemas elétricos de potência. De acordo com os modelos de gestão das concessionárias e permissionárias que enfatiza a produtividade e o lucro, interessa principalmente, melhorar o desempenho do sistema elétrico, tentando-se reduzir ao máximo os custos. Por este motivo, as perdas elétricas devem ser combatidas através de programas que incentivem sua redução junto com as determinações do órgão regulador que limitem a sua percentagem ao seu nível ótimo, isto é, aquele nível a partir do qual nenhum investimento adicional se justifica economicamente para reduzi-las ainda mais (ARANHA NETO, 2012).

Como em muitas situações não é possível a determinação exata dessas perdas, discute-se, nessas situações, a estimação das perdas com graus relativos de exatidão. A precisão depende tanto da modelagem do problema quanto das informações utilizadas. Por isso, é importante uma correta identificação e quantificação dos tipos de perdas que permita impedir qualquer tipo de incentivo à ineficiência no sistema elétrico.

2.3.1 Classificação das Perdas Elétricas

Os sistemas elétricos de potência, sejam rurais ou urbanos, possuem perdas em cada uma de suas etapas. A perda pode ser classificada quanto natureza, origem, segmento e localização. Quanto à natureza, a perda pode ser classificada em perda de demanda e perda de energia. A perda de demanda é a diferença entre a demanda de entrada e a demanda de saída num componente do sistema elétrico num dado instante. A perda de energia é a diferença entre a energia de entrada e a energia de saída num componente num dado intervalo de tempo (MÉFFE, 2001).

Quanto à origem, as perdas elétricas podem ser divididas em perdas técnicas e perdas não técnicas. No sistema de eletrificação rural, a perda técnica é o montante de energia elétrica dissipada nas redes elétricas, o qual se divide em dois segmentos principais: primário e secundário. Esta perda é decorrente das Leis Físicas relativas aos processos de transporte, transformação de tensão e medição (corresponde à soma de três parcelas: joule, corona e magnética). A perda não técnica ou comercial é a energia ou demanda efetivamente entregue ao consumidor ou ao consumo próprio, mas que, por algum motivo, não foi computada nas vendas.

As perdas técnicas, por sua vez, podem ser classificadas de acordo com o segmento em que ocorrem. Por exemplo, os principais segmentos de perdas técnicas em um sistema de eletrificação rural são:

- Alimentadores de média tensão (MT);
- Transformadores de distribuição;
- Circuitos de baixa tensão (BT);
- Ramais de ligação;
- Medidores de energia;
- Equipamentos: como banco de capacitores, reguladores de tensão, etc.

As perdas não técnicas estão diretamente ligadas à gestão comercial e ocorrem de duas formas distintas em cada permissionária: perdas ligadas a variáveis que estão sob o controle da permissionária, ou considerando variáveis que estão fora do controle da permissionária. Do ponto de vista das variáveis que estão sob controle da permissionária, destacam-se:

- Falta e erros de medição
- Falhas no cadastramento

- Erros no faturamento
- Fraude interna
- Erro no faturamento da iluminação pública

Fora do controle da permissionária, destacam-se:

- Fraudes e furtos de energia elétrica.

Neste último aspecto, envolvendo fraudes e furtos, a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADDEE (1986) faz a seguinte distinção entre fraude e furto:

- Fraude: alteração no funcionamento dos equipamentos de medição, visando redução no registro de demanda e/ou consumo, induzindo ou mantendo a permissionária em erro. Exemplos de fraude: troca nas ligações da medição que fazem o disco girar para trás; seccionamento ou abertura da alimentação do potencial dos medidores (ou abertura dos terminais de prova); travamento ou bloqueio do disco do medidor; manuseio ou violação do registrador; troca de engrenagens do registrador do medidor; inserção de Diodos – eletrônica de controle da onda; bobina de potencial violada; lâmina da chave de aferição aberta; alargamento dos polos da chave de aferição, interrompendo o contato elétrico; verniz isolante nos polos da chave de aferição.
- Furto: é a subtração de energia elétrica das redes da permissionária sem medição e com prejuízo desta. Exemplos de furto: ligação clandestina; desvio de energia.

Em geral, este tipo de perda não técnica compromete a segurança das instalações, promovendo a adulteração de padrões e equipamentos e comprometendo também a qualidade da energia fornecida a outros consumidores.

Finalmente na classificação das perdas no sistema de eletrificação rural, quanto à localização, de uma forma geral as perdas podem ser classificadas em:

- Perdas na rede primária;
- Perdas nos transformadores de distribuição;
- Perdas na rede secundária;
- Perdas nos ramais de ligação;
- Perdas nos sistemas de medição;
- Perdas nos equipamentos especiais e;
- Perdas globais. As perdas globais são as perdas vinculadas a todo o sistema de distribuição de energia elétrica.

Os Procedimentos de Distribuição - PRODIST (ANEEL, 2013b) tem a seguinte definição: “A perda na distribuição é a diferença entre a energia injetada e a energia fornecida pela distribuidora, expressa em megawatt-hora (MWh), composta pelas perdas de origem técnica e não técnica”.

2.3.2 Regulação e Redução das Perdas Elétricas

Como dito em seções anteriores, no Brasil a ANEEL possui a responsabilidade de regular a distribuição da energia elétrica, devendo criar mecanismos para mensurar a eficiência das distribuidoras (concessionárias e permissionárias), muitas vezes associando penalidades e incentivos para atingir este objetivo.

Entre o ano 2003 e 2007, foi realizado o primeiro ciclo da revisão tarifária para as empresas distribuidoras de energia, onde foram considerados os valores declarados pelas concessionárias e permissionárias para as suas perdas totais. Muitas distribuidoras não possuíam uma metodologia consistente para cálculo de suas perdas e os valores declarados de perdas técnicas foram, em geral, acima de valores aceitáveis do ponto de vista técnico, havendo dificuldade de análise por parte da ANEEL (ARANHA NETO, 2012).

Na preocupação com os altos índices apurados para as perdas elétricas a ANEEL iniciou em 2007 um processo de regulamentação das perdas que incluiu, o desenvolvimento de uma metodologia para cálculo das perdas de energia das distribuidoras. As vantagens iniciais foram, sem dúvida, a melhor apuração dos valores das perdas frente aos valores informados pelas distribuidoras e a possibilidade de apurar as perdas técnicas de todas as distribuidoras por uma mesma metodologia. A metodologia de cálculo está regulamentada no Módulo 7 – Cálculo das Perdas na Distribuição do PRODIST, que teve sua primeira versão aprovada em 2008 e uma 3ª revisão com data de vigência de 05 de abril de 2013 (ANEEL, 2013b).

O cálculo das perdas realizado pela ANEEL tem como objetivo separar as perdas técnicas das não técnicas, as quais possuem tratamento diferenciado (ANEEL, 2013b). A regulação das perdas técnicas se resume à aplicação do cálculo de perdas na distribuição para o período de aproximadamente um ano antes da revisão tarifária e à manutenção desses níveis de perdas durante todo o ciclo de revisão. Já a regulação das perdas não técnicas procura definir trajetórias de redução de perdas para as

distribuidoras consideradas ineficientes. As distribuidoras são comparadas de acordo com as características socioeconômicas de sua área de concessão, definindo-se desta comparação um ranking. Aquelas que apresentem perdas não técnicas incoerentes com sua classificação no ranking deverão, de acordo com alguns critérios, reduzir suas perdas. Ressalta-se que os limites de perdas reconhecidos na receita das distribuidoras são para as perdas totais, ou seja, as distribuidoras podem reduzir suas perdas atuando nas perdas técnicas ou não técnicas (QUEIROZ, 2010).

Já que as perdas técnicas são inerentes ao sistema, elas não podem ser eliminadas, o que leva à execução de ações para redução dessas perdas. Visando combater as perdas não técnicas, derivadas de furto ou fraude no equipamento de medição, a ANEEL na Resolução 414/2010 trata da matéria – denominando-a de “Procedimento Irregular” (ANEEL, 2013e). Um dos objetivos da ANEEL é garantir que haja punição efetiva para quem fizer o “gato” (fraude e/ou furto). O consumidor deve entender que, com a redução de fraudes e furtos, ele será beneficiado com uma melhor qualidade de serviços, redução do número de interrupções de energia provocada pelo manuseio da rede elétrica por pessoas não qualificadas e, principalmente, o trabalho de reeducação no sentido de conscientizar a população de que o ato de fraudar a leitura constitui um crime passível de ação penal.

As distribuidoras de energia elétrica devem procurar em seus estudos de planejamento, de acordo com as características de cada sistema elétrico e do seu mercado consumidor, as ações eficientes para seus sistemas, tentando alcançar níveis adequados de suas perdas técnicas. Porém, este nível é variável, e não há valores numéricos fixos para a redução das perdas elétricas; o importante é garantir um carregamento adequado com uma queda de tensão dentro das especificações, para assim obter valores de perdas elétricas coerentes. O melhor termo a ser utilizado seria então, “otimização” das perdas técnicas, que representa não só liberar investimentos na medida em que aumenta a disponibilidade de energia comprada para ser faturada, mas também, melhorar a qualidade do produto oferecido aos consumidores, fomentando-se a expansão do atendimento a um baixo custo e permitindo-se incentivos à eficiência, modicidade tarifária e qualidade de fornecimento de energia (ARANHA NETO, 2012).

Para o agente regulador e para a sociedade em geral, a otimização das perdas representa a garantia de investimento na qualidade do produto,

na manutenção do patrimônio da concessão e a possibilidade de expansão do atendimento com menor custo (STRAUCH, 2002).

Na literatura se encontram diversos métodos para redução das perdas técnicas, aplicáveis de acordo com o diagnóstico das perdas do sistema. Podem ser citados, por exemplo:

- Reconfiguração das redes de distribuição, aplicável em redes que operam de forma radial, com possibilidade de chaveamentos para alteração da configuração de operação;
- Redução da quantidade de transformadores de distribuição sobrecarregados;
- Alocação de Capacitores, que traz as seguintes vantagens técnicas e econômicas: Redução da componente reativa de corrente dos circuitos; Redução das perdas de potência ativa (I^2R) e reativa (I^2X) do sistema de distribuição devido à diminuição da corrente circulante nos circuitos; Aumento do fator de potência e redução da demanda reativa nas fontes geradoras e linhas de distribuição, possibilitando uma maior folga de carregamento sob demanda pesada (carga máxima) e/ou atendimento de novos consumidores; Melhoria dos níveis de tensão nos pontos de consumo (ARANHA NETO, 2012);
- Recondução, que traz como consequência a redução dos níveis de tensão. Este método é viável desde o ponto de vista técnico, ele não é vantajoso sob a perspectiva econômica.

Bulhões (2011) elencou diversos métodos de redução de perdas elétricas nos sistemas de distribuição destacando no final que os métodos citados não são excludentes, e a solução “ótima” certamente envolverá a análise de várias opções.

2.4 CÁLCULO DAS PERDAS ELÉTRICAS

Para o cálculo das perdas, a grande maioria das empresas vem utilizando diferentes procedimentos como: processos estatísticos, modelos geométricos, fluxo de potência, entre outros. A decisão de optar por metodologias simplificadas ou mais elaboradas na maioria das vezes vai depender dos dados disponíveis, dos objetivos propostos e do intervalo de tempo no qual se planeja calculá-las. A implementação de metodologias simplificadas (processos estatísticos, modelo geométrico, etc.) precisam de um volume reduzido de dados e permitem a estimativa das perdas de forma expedita, porém, tendem a apresentar resultados satisfatórios apenas quando aplicadas a grandes sistemas e de forma

global. As metodologias elaboradas (gerenciamento de redes, fluxo de potência, por exemplo) apresentam resultados que devem se aproximar da realidade, podendo inclusive, ser utilizados para análises individuais e localizados, mas isso necessita de uma extensa base de dados e cadastro permanentemente atualizado. Infelizmente esta não é a realidade de algumas concessionárias e permissionárias de pequenas cidades o que tem motivado o desenvolvimento de métodos que alcancem o nível de exatidão necessário para o cálculo das perdas (ARANHA NETO, 2012; OLIVEIRA, 2009; STRAUCH, 2002).

Seja qual for o método escolhido, geralmente nos sistemas de distribuição as metodologias são direcionadas ao cálculo das perdas técnicas, pois as perdas não técnicas podem ser calculadas pela subtração das perdas técnicas em relação às perdas totais (diferença entre a energia entregue e a energia faturada). Por isso, um método eficiente para definir o índice de perdas técnicas pode resultar em uma definição das perdas não técnicas, assim, cria-se a necessidade que o cálculo das perdas técnicas seja cada vez mais preciso, principalmente em função da quantidade de dados disponíveis nas empresas (OLIVEIRA, 2009).

2.4.1 Metodologias para o Cálculo das Perdas Elétricas

Na literatura, existem diversos trabalhos que apresentam metodologias para a determinação das perdas técnicas nos sistemas de distribuição. As metodologias para a estimativa de perdas desenvolvidas pelo CODI (ABRADEE, 2014) e pela ANEEL (2007) são particularmente importantes e consideradas em diversos trabalhos, entretanto a metodologia tradicionalmente proposta como modelo para as concessionárias supõe que o estudo das perdas seja estratificado por componente: condutores de rede primária, transformadores de distribuição, condutores de redes secundárias, ramais de ligação, medidores, equipamentos (capacitores, reguladores de tensão, etc.) e outros (isoladores, efeito corona, conexões, etc.). Isto é feito devido à porcentagem de participação que tem cada um dos diferentes componentes no valor das perdas totais.

O anterior, nota-se na metodologia adotada pela Eletropaulo e outras concessionárias brasileiras, onde são calculadas as perdas técnicas por segmento no sistema de distribuição dentro de uma política de cálculo periódico mensal com a utilização do software “Pertec” (CED/USP) (MÉFFE *et al.*, 2006). Tal metodologia utiliza os dados de topologia da

rede provenientes do sistema de geoprocessamento (GIS), os dados de consumo provenientes do faturamento e as curvas de carga típicas obtidas por campanha de medição. A partir dos dados de medições (nos transformadores das subestações e na saída dos circuitos primários) são feitas correções nas curvas de cargas estimadas dos consumos faturados. Desta forma é possível distribuir, ao longo da rede elétrica, as perdas técnicas provocadas pelos consumidores que fraudam ou furtam energia. Como resultado tem-se o diagnóstico das perdas técnicas de modo rápido e preciso, estratificado por segmento (ARANHA NETO, 2012).

A base da metodologia anterior, foi desenvolvida em Méffe (2001). Na época, era comum no setor elétrico realizar o cálculo das perdas técnicas de energia de forma indireta, ou seja, primeiro eram calculadas as perdas de demanda para o instante de ponta do sistema para, em seguida, calcular as perdas de energia com o uso de um fator de perdas estimado a partir do fator de carga. Em tal estimativa do fator de perdas, estava implícita a utilização de um perfil de carga único para todo o sistema de distribuição. A metodologia desenvolvida introduziu um novo conceito no setor elétrico para cálculo de perdas técnicas de energia, que consiste na utilização de curvas típicas de carga para representar a carga dos consumidores com posterior cálculo de fluxo de potência trifásico para cada componente do sistema de distribuição em cada instante do dia representado pelas curvas típicas. A metodologia proposta passou a permitir identificar não só quais segmentos mais contribuem para as perdas técnicas totais, mas também a participação de cada uma das regiões de uma determinada área de concessão no valor total das perdas.

Outras metodologias para cálculos das perdas são baseadas nas metodologias tradicionais. No entanto, utilizam métodos estatísticos para avaliar o comportamento aleatório das cargas e seu contínuo processo de crescimento. A maioria destas metodologias utiliza modelos estatísticos “agregados” para calcular as perdas nos condutores das redes primárias e secundárias e, métodos simplificados nos demais elementos das redes de distribuição. O tratamento estatístico é dado tanto no agrupamento dos elementos semelhantes, para criar famílias típicas ou descritores de características, como na previsão do processo de expansão e comportamento sazonal da carga. Strauch *et al.* (2002) utiliza este tipo de metodologia para calcular as perdas no sistema de distribuição usando uma base de dados reduzida e de fácil obtenção por parte das concessionárias, a metodologia proposta permite resolver o compromisso entre a confiabilidade dos resultados dos cálculos e o dispêndio de tempo e recursos para a obtenção e processamento dos dados necessários.

Com a crescente importância das perdas no setor elétrico, novas necessidades e também novos objetivos começaram a ser observadas, exigindo assim novas soluções. Em Méffe (2007), são introduzidas algumas contribuições na metodologia para o cálculo de perdas em redes de baixa tensão no caso de concessionárias que não possuem um cadastro detalhado dessas redes em banco de dados ou possuem cadastro incompleto. A partir do uso de técnicas de classificação e de um conjunto de redes levantadas em campo, são estabelecidos os padrões de redes típicas de baixa tensão da concessionária. Estes são atribuídos às redes reais e então, suas perdas são calculadas, havendo possibilidade de considerar incertezas com a utilização de números difusos.

Em Queiroz (2010) foram estudadas metodologias para apoiar a regulação das perdas técnicas na distribuição da energia elétrica. São propostos modelos para estimação das perdas técnicas de energia baseada no valor médio e na variância dos pontos da curva de carga podendo ser aplicada alternativamente aos métodos baseados na perda de potência máxima, que inserem imprecisões desnecessárias para a estimativa das perdas de energia. Como a proposta sugere aprimoramento na regulação das perdas técnicas, também foram desenvolvidos métodos para a determinação de valores adequados das perdas, tornando o método de estimação das perdas mais preciso.

Partindo do fato de que o cálculo das perdas técnicas de forma precisa requer uma análise detalhada do sistema de distribuição, e consequentemente uma base de dados completa e atualizada, o que dificilmente as empresas possuem, em Oliveira (2009), é proposta uma metodologia que identifica as perdas de forma consistente, porém utilizando uma base de dados de fácil obtenção em todas as empresas do setor. Dentre esses dados, tem-se as curvas de carga medidas nas subestações ou alimentadores através de medidores eletrônicos. Assim, com essas curvas é utilizado um método de alocação de carga que distribui o carregamento da subestação (ou alimentador) para os transformadores e, com a utilização do fator de perdas obtido também das curvas de cargas medidas, têm-se as perdas técnicas de energia.

Em Aranha Neto (2012) foi desenvolvida uma metodologia probabilística para a estimação das perdas técnicas e comerciais em um alimentador na presença de variações na carga de um sistema de distribuição de grandes dimensões. Devido a estas variações de carga, as perdas do alimentador são também caracterizadas como variáveis aleatórias, às quais estão relacionados momentos estatísticos tais como média, variância e respectivos intervalos de confiança. Para tanto, dados

da rede, dados de medições periódicas e dados de faturamento dos clientes conectados ao alimentador foram utilizados. Como estão envolvidos nos cálculos a média e o desvio padrão, tem-se um Balanço Probabilístico. Ao longo de um alimentador são instalados diversos medidores, possibilitando sua divisão em sub-redes, assim, as perdas técnicas e comerciais de cada circuito são estimadas com maior precisão.

2.4.2 Ferramentas Para Apoio A Decisão Na Avaliação De Perdas Elétricas

Para se efetuar estudos financeiros e de qualidade de energia para uma concessionária ou permissionária, é necessária uma análise sobre o desempenho dos sistemas de distribuição, através do uso de ferramentas que possibilitem cálculos de carregamento e de queda de tensão, para cada uma das fases. O fluxo de potência é a ferramenta básica para determinar o perfil de tensão de um alimentador ou rede, pois fornece como resultado os estados de tensão e corrente em regime permanente para um sistema de energia, dadas as condições de geração e carregamento, permitindo a análise de suas perdas elétricas e adicionalmente possibilitando detectar problemas relacionados com a queda de tensão (ARANHA NETO, 2012).

A maioria dos algoritmos de fluxo de potência, utilizados nas distribuidoras de energia, é baseado no método de Newton-Raphson e em suas variantes, desenvolvidos especificamente para sistemas de transmissão. Estes sistemas possuem a característica de operar interligado, com linhas paralelas e muitos caminhos redundantes dos pontos de geração para os pontos de carga, formando uma rede malhada, onde podem ser realizadas algumas aproximações, o que permite o desacoplamento entre a potência ativa e reativa e do módulo e ângulo de tensão. Na modelagem desses algoritmos estão implícitas características básicas dos sistemas de transmissão como: desequilíbrios insignificantes, transposições, alto valor da relação X/R , susceptâncias capacitivas apreciáveis nas linhas etc., que tem como consequência, quando aplicados diretamente em sistemas de distribuição, resultados ruins, comprometendo a eficiência e possível divergência dos mesmos. Além disso, as redes dos sistemas de distribuição, comumente referenciadas até o final da década de 90 como redes mal-condicionadas, possuem uma estrutura topológica tipicamente radial. O termo “mal-condicionado” está relacionado ao condicionamento das matrizes obtidas em formulações derivadas do método de Newton-Raphson. O mal-condicionamento

matricial afeta negativamente o desempenho dessas formulações (ISSICABA, 2008).

Enquanto muitos pesquisadores buscavam aperfeiçoar e desenvolver técnicas para resolver o problema de Fluxo de Potência (FP) voltado para transmissão, as pesquisas para as redes de distribuição não tiveram tanta ênfase. Os estudos de FP para distribuição eram realizados com pouca ou nenhuma análise. Assim os sistemas de distribuição eram superdimensionados e com o passar do tempo as redes foram sendo submetidas a um aumento contínuo da demanda de carga, fazendo com que estes sistemas chegassem perto da sua capacidade máxima. Contudo, foram propostos alguns algoritmos eficientes na literatura para o problema de FP para sistemas de distribuição, que exploram a estrutura radial.

O primeiro trabalho desenvolvido exclusivamente para sistemas de distribuição, surgiu em 1967 (BERG *et al.*, 1967) “Mechanized calculation of unbalanced load flow on radial distribution circuits”, que pode ser considerado como base para todas as variantes que seguiram. Após o trabalho de Berg *et al.* (1967) somente em 1976, Kersting e Mendive apresentaram uma abordagem para solução do problema de FP para redes radiais. Aplicação da técnica “Ladder” para sistemas de distribuição.

No final da década dos 80, com a modernização da legislação e o aumento de competitividade, bem como a necessidade de uma melhora da qualidade da energia fornecida, como decorrência do aparecimento de cargas sensíveis com a variação da tensão, o setor da distribuição de energia passou a ser estudado de maneira mais intensa. Baseado na técnica Ladder, foi proposto o método *Backward/Forward Sweep* (SHIRMOHAMMADI *et al.* 1988). O método de resolução consiste em dois passos básicos, a varredura *backward* - onde são calculadas as correntes ou fluxos de potência nas linhas, iniciando das barras finais em direção a subestação e a varredura *forward* - que realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das correntes ou fluxos de potência, que parte da subestação em direção as barras finais dos alimentadores. Esses passos são repetidos até obter convergência do algoritmo. O método por possuir boas características de convergência e ser muito robusto tornou-se o principal método de solução, e serviu como base para muitos métodos propostos posteriormente. Este método pode ser aplicado também para sistemas fracamente malhados, ou seja, sistemas que apresentam poucas interligações, onde são convertidos em redes radiais.

A partir dos trabalhos de Berg, Kersting e Mendive, explorou-se o princípio de executar varreduras em diversas abordagens, como no algoritmo “DistFlow” proposto por Baran e Wu (1989a, 1989b). O método é baseado no método de Newton-Raphson, porém levando em consideração as características dos sistemas de distribuição, assim é proposto um novo modelo de equações para o cálculo do FP, diferente, portanto, das equações de FP para sistemas de transmissão.

Em 1990, Céspedes apresentou o Método Soma das Potências (MSP), baseado no método *Backward/Forward*. O MSP tem, como característica básica, a possibilidade de transformar o problema de cálculo em um conjunto de subproblemas que, por sua vez, podem ser resolvidos através das equações que relacionam as tensões entre dois nós de um alimentador de distribuição, com as potências equivalentes dos nós. O método está baseado na equivalência elétrica e na eliminação do ângulo de fase nas equações a serem desenvolvidas, o que permite obter a solução exata trabalhando apenas com os módulos das tensões.

Goswami e Basu, em 1992, propõem um método que inicialmente desconsidera os efeitos das perdas, assumindo que a potência total que passa por um nó, é acumulada no mesmo nó. A tensão em cada nó é calculada iterativamente conhecendo a tensão do nó ao montante e determinando a perda na linha. Os cálculos das tensões e a determinação das perdas são, então, efetuados para todos os nós e linhas da rede. A perda total de potência na parte da rede à jusante do nó é chamada de “perda de potência somada”. O método converge quando as diferenças entre as perdas calculadas, em duas iterações, estejam dentro dos limites. Goswami e Basu apresentam uma metodologia para a implementação computacional do algoritmo, e aponta que os resultados obtidos com o algoritmo, são aproximados.

Em 1995, Cheng e Shirmohammadi apresentam um método para sistemas de distribuição trifásicos desequilibrados. Esta metodologia está baseada no cálculo das correntes. O algoritmo assume um perfil de tensões, calculando as injeções de correntes para tal condição. Posteriormente, são obtidos os fluxos de corrente nas linhas, começando pelas mais distantes da subestação até as mais próximas dela (*backward*). Usando as correntes nas linhas, é iniciado o processo à jusante onde são calculadas as tensões em todos os nós começando pela subestação em direção aos nós mais distantes (*forward*). Estes três últimos passos deverão ser repetidos até que a convergência seja atingida. A metodologia inclui também uma proposta de renumeração de nós para melhorar o desempenho computacional do algoritmo.

No trabalho apresentado por Zhang e Cheng em 1997, o método modificado de Newton para sistemas de distribuição radiais é derivado de tal forma que a matriz Jacobiana fique na forma UDU^T , sendo U a matriz triangular superior constante dependente apenas da topologia do sistema e D uma matriz diagonal de blocos resultantes da estrutura radial e propriedades especiais do sistema de distribuição. Com esta formulação, os passos convencionais para a formação da matriz Jacobiana são substituídos por varreduras ao montante (*backward*) e à jusante (*forward*) nos alimentadores radiais com impedâncias equivalentes para, assim, calcular a correção incremental das variáveis de estado. A matriz jacobiana na forma UDU^T não precisa ser explicitamente formada, e as varreduras *backward* e *forward* são diretamente baseadas nas equações linearizadas de FP. Assim, um possível mal condicionamento associado com a matriz Jacobiana e seus fatores LU, é completamente evitado.

O método proposto por Moon *et al.* (1999) é aplicado para solução de sistemas de distribuição radiais e malhados. Esse método também é baseado no método de Newton, mas diferentemente da formulação apresentada por Zhang e Cheng em 1997, que resolvem pela matriz impedância Z , nesse trabalho utiliza-se a matriz admitância. A matriz Jacobiana, em sistemas monofásicos é dividida em duas matrizes, sendo que ambas são formadas por blocos (2×2). A primeira matriz é formada pelas partes real e imaginária da matriz admitância Y_{bus} do sistema e se mantém constante durante as iterações. Já a segunda matriz, é atualizada durante o processo iterativo. O vetor ΔI (variação de corrente) também é atualizado durante o processo iterativo. As tensões das barras do sistema são atualizadas até atingirem a convergência (ΔP e ΔQ forem menores ou iguais à tolerância estipulada).

Em 2000, Jovanovic e Milicevic exploraram a topologia especial dos sistemas de distribuição para formular o método triangular de fluxo de carga de distribuição. Utiliza em sua formulação uma matriz triangular T , que é formada por $N_{ramos} \times N_{barras}$, constante durante o processo iterativo. Após a formulação da matriz calcula-se o FP através de um processo baseado no *backward sweep*. A vantagem deste método é a simplicidade de sua formulação. O artigo de Balwin e Lewis (2003) apresenta uma revisão dos métodos clássicos e propõe uma nova metodologia, baseado no trabalho de Jovanovic e Milicevic (2000) e no método *backward/forward*. Outra contribuição do método apresentado está na inclusão de múltiplas gerações, ou seja, não somente uma fonte (subestação) de alimentação.

Em 2006, Carvalho descreve uma abordagem do método primal-dual barreira logarítmica (PDBL) associado ao método de Newton modificado para a resolução do problema de FP para sistemas de Distribuição Radial. Os métodos Clássicos, *Backward Forward Sweep* (BFS) e Baran-Wu, junto com o método PDBL foram analisados em diferentes sistemas radiais. Uma importante contribuição do método PDBL foi a utilização dos multiplicadores de Lagrange para estudos de alocação de reativos, geração distribuída, entre outros. Os resultados obtidos com os sistemas testes mostraram que o método Baran-Wu apresenta melhor desempenho em relação ao BFS quanto ao número de iterações.

Em 2008, Issicaba apresentou contribuições à análise dos métodos de FP de varredura aplicados às redes primárias de distribuição radiais e fracamente malhadas, com foco no método de soma das correntes (MSC) e o MSP. Destaca-se como contribuição, uma nova abordagem para o cálculo do FP baseada no MSP, e na utilização da técnica de rotação de eixos. Foi desenvolvido também um método de varredura para aplicações em redes fracamente malhadas, considerando-se a representação do efeito capacitivo das linhas de distribuição, reguladores de tensão, bancos de capacitores fixos e automáticos, assim como geração distribuída com controle de tensão na barra de interconexão.

Atualmente, para a análise de redes de distribuição radiais os dois métodos mais utilizados são o MSC (SHIRMOHAMMADI *et al.*, 1988) e o MSP (CESPEDES, 1990), ambos empregando princípios de execução de varreduras. Para um mesmo sistema carregado nominalmente, ambos métodos convergem na mesma quantidade de iterações. No entanto, o uso do MSP apresenta um erro menor (depende apenas das perdas do sistema) no processo iterativo do que o MSC (onde o erro depende da tensão inicial) (MUÑOZ, 1989).

2.5 CONCLUSÕES

A revisão bibliográfica efetuada permitiu um ganho importante na base conceitual necessária para elaboração e desenvolvimento da metodologia para o cálculo das perdas técnicas e não técnicas nos sistemas de eletrificação rural. Durante a pesquisa bibliográfica foi possível conhecer mais sobre os sistemas de Eletrificação Rural, a importância das CER na evolução do setor e o panorama atual que apresenta a eletrificação rural no Brasil.

Em relação às perdas, verificou-se que o seu valor representa uma variável no planejamento dos sistemas de distribuição de energia elétrica considerada na análise de custo mínimo global das concessionárias e permissionárias, por isso é necessário para elas, conhecer suas parcelas de perdas técnicas e não técnicas e saber exatamente onde e porque elas ocorrem. Tendo em conta também que o órgão regulador estabelece que o cálculo das perdas elétricas deixe de ser apenas um item do processo de revisão tarifária periódica, passando a ter caráter obrigatório, propiciando modicidade tarifária e incentivando eficiência do sistema elétrico.

Através da revisão bibliográfica, foi possível observar as similaridades apresentadas pelas metodologias desenvolvidas para o cálculo das perdas, sendo que a maioria delas partem de premissas que buscam agregar os elementos do sistema em grupos com características semelhantes, isto, pela impossibilidade encontrada de analisar cada elemento em separado para cada característica distinta de carga. Outra similaridade encontrada foi o fato de utilizar métodos estatísticos para avaliar o comportamento aleatório das cargas e seu contínuo processo de crescimento. A maioria destas metodologias utiliza modelos estatísticos “agregados” para calcular as perdas nos condutores das redes primárias e secundárias, e métodos simplificados nos demais elementos das redes de distribuição.

3 CARACTERIZAÇÃO DAS REDES DE ELETRIFICAÇÃO RURAL

3.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo foi dividido em duas partes: descrição das redes de eletrificação rural e a caracterização da carga¹. Inicialmente a descrição da rede tem como finalidade apresentar informação que permita conhecer as características das redes de eletrificação rural, especificamente das cooperativas que serão estudadas. São apresentados dados técnicos das cooperativas referentes as redes de distribuição primária e secundária assim como informação sobre as unidades consumidoras (UC) atendidas pelas cooperativas.

A aplicação da metodologia pode ser inviabilizada se adotados os tradicionais índices e valores médios da demanda, que em geral conduzem a respostas sobrestimadas. Por isso, com o intuito de conseguir apresentar resultados mais exatos no cálculo das perdas, se faz necessário ter uma caracterização sobre as cargas utilizadas na análise do sistemas de eletrificação rural. Neste capítulo apresenta-se então, uma descrição teórica e real sobre a caracterização das cargas, onde são definidos alguns conceitos que permitiram avaliar o seu comportamento no sistema.

3.2 DESCRIÇÃO DA REDE RURAL

Em sistemas de eletrificação rural, as redes são projetadas e construídas com critérios técnicos para atender uma demanda dispersa e pequena, cujas instalações são compostas basicamente pelo mesmo tipo de rede das grandes distribuidoras:

- Sistema de Distribuição Primária ou rede de Média Tensão (MT);
- Transformadores de Distribuição;
- Sistemas de Distribuição Secundária ou rede de Baixa Tensão (BT)

Nestes sistemas de eletrificação é possível encontrar nas redes variados tipos de conexões: trifásicas, bifásicas ou monofásicas. Na MT predominam as redes trifásicas, mas é frequente encontrar cargas bifásicas e ramais monofásicos. No entanto, é na BT onde se encontram

¹ Neste trabalho foi necessário promover a caracterização da carga das cooperativas devido a ausência de uma informação adequada ao desenvolvimento do trabalho.

as mais variadas conexões, consequência de uma maioria de cargas residenciais de natureza monofásica.

3.2.1 Aspectos Técnicos das Instalações Elétricas Rurais

As redes de MT, englobam as redes elétricas entre as subestações de distribuição e os transformadores de distribuição. Possuem linhas com tensão elétrica entre 2,3 kV e 44 kV, e são muito fáceis de serem vistas em ruas e avenidas de uma cidade (localidade), frequentemente compostas por três fios condutores aéreos sustentados por cruzetas de madeira em postes de concreto. Na MT são frequentemente encontrados também, equipamentos auxiliares, tais como capacitores e reguladores de tensão. As tensões de conexão padronizadas para MT são 13,2 kV a 34,5 kV (ANEEL, 2013e). Salienta-se que, tradicionalmente, as redes de distribuição primária operam em configuração radial com possibilidade de transferência de carga entre circuitos em condições de contingência, manutenção preventiva ou manutenção corretiva. Todavia, em função das novas exigências de regulamentação, padronização, infraestrutura, planejamento e operação, algumas distribuidoras de grande porte têm optado por operar em configuração fracamente malhada, empregando estratégias de proteção que consideram a presença de fluxo de carga ativo reverso, mas isto dificilmente acontece nas redes de eletrificação rural, depende do tamanho da permissionária e sua área de concessão (ISSICABA, 2008).

O transformador de distribuição diferentemente dos transformadores de subestações, localizam-se em postes de madeira ou concreto, podendo compor um único equipamento ou um conjunto de transformadores. Os transformadores de distribuição, funcionam transformando os níveis de média em baixa tensão. Na grande maioria das regiões rurais, os transformadores de distribuição transformam 13.8 kV e 13.2 kV em 220 V ou 127 V. São os transformadores de distribuição que alimentam as redes de BT, as quais efetivamente entregam a energia elétrica para os consumidores residenciais e pequenos comércios e indústrias (RODRIGUEZ, 2012).

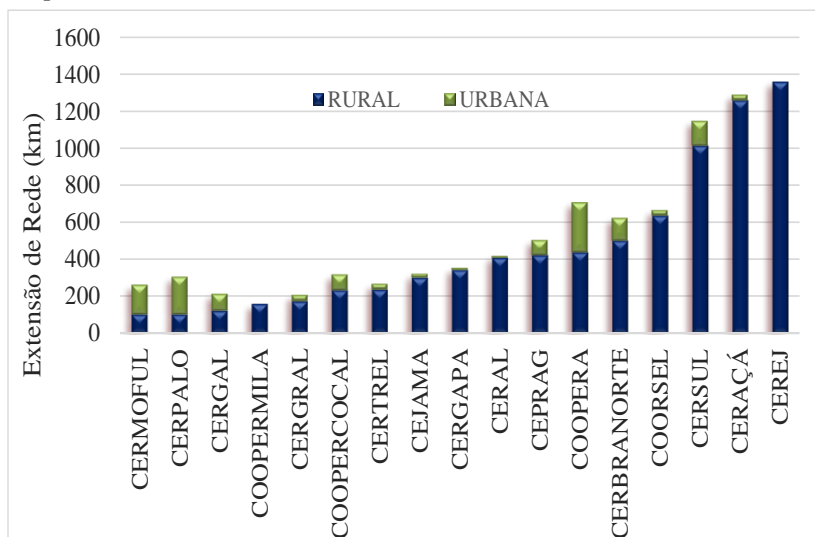
Finalmente, os sistemas de distribuição secundária compreendem as redes entre os transformadores de distribuição e os pequenos consumidores finais. As redes de BT, com tensão elétrica que podem variar entre 127 V e 440 V, são aquelas que, também afixadas nos mesmos postes de concreto que sustentam as redes de MT, localizam-se a uma altura inferior. As redes de BT levam energia elétrica até as residências e

pequenos comércios/indústrias por meio dos chamados ramais de ligação. Os supermercados, comércios e indústrias de médio porte adquirem energia elétrica diretamente das redes de MT, devendo transformá-la internamente para níveis de tensão menores, sob sua responsabilidade.

3.2.2 Dados Físicos das Cooperativas de Eletrificação Rural associadas a FECOERUSC

As principais informações físicas das cooperativas associadas ao trabalho desta dissertação são mostrados na Tabela 4 e nas Figuras 2, 3 e 4. Os dados se referem ao ano 2014 e são valores publicados no site oficial da ANEEL, indicados também por algumas cooperativas em seus relatórios anuais oficiais.

Figura 2 – Comparativo entre as extensões das redes rural e urbana das cooperativas.



Fonte: Autor

Tabela 4 – Dados físicos da rede de cooperativas da FECOERUSC.

Cooperativa	Extensão de Rede Urbana (km)	Extensão de Rede Rural (km)	Área do conjunto de permissão (km²)	Potência instalada (kVA)
CERMOFUL	161,43	102,05	139,05	70152,50
CERSUL	134,35	1012,68	1146,12	109962,50
COOPERMILA	0,00	159,64	223,26	10541,50
CEJAMA	21,45	300,72	430,00	19655,00
COOPERCOCAL	86,56	232,20	242,95	45369,00
CERBRANORTE	124,03	499,34	521,96	79242,50
COOPERA	271,01	437,58	500,63	150045,00
CERAÇÁ	32,52	1256,10	814,00	70540,50
CERGRAL	35,91	172,69	201,00	16386,00
CERGAL	91,03	122,76	199,35	35935,00
CEPRAG	83,79	420,85	553,78	36594,00
CERPALO	202,97	102,90	532,16	38140,50
CERGAPA	11,92	341,99	379,00	22731,50
CERAL	10,36	408,39	745,00	10985,00
CERTREL	33,24	235,35	359,00	28105,00
CEREJ	0,00	1355,47	1680,56	48017,50
COORSEL	30,18	635,17	558,05	39607,00

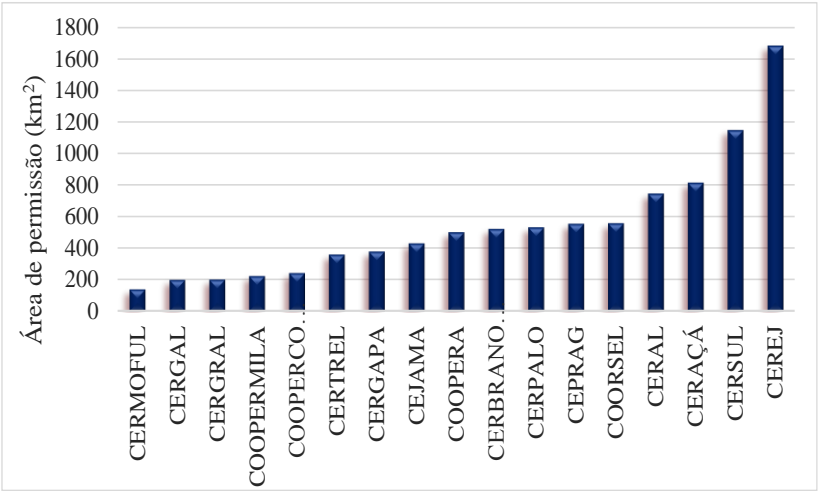
Fonte: Autor - elaborado com base em dados de (ANEEL, 2015b)

Das figuras 2 e 3 pode-se observar a diferença existente entre as cooperativas em relação às suas extensões de rede e área de permissão o que permite ter um indicio referente a seu tamanho e atendimento. Contudo, por se tratarem de cooperativas de eletrificação rural que caracterizam-se por ter uma relação entre extensão de rede e UC diferente das empresas distribuidoras dos centros urbanos, não é possível fazer nenhuma afirmação.

Na Figura 4 pode-se observar a variação existente entre as cooperativas através de sua potência instalada. Por exemplo, a COOPERA apesar de ter uma área de permissão menor que a CEREJ, a sua potência instalada é quase o triplo. Ao comparar também a área de permissão da CERMOFUL e CERAL com a suas respectivas potencias

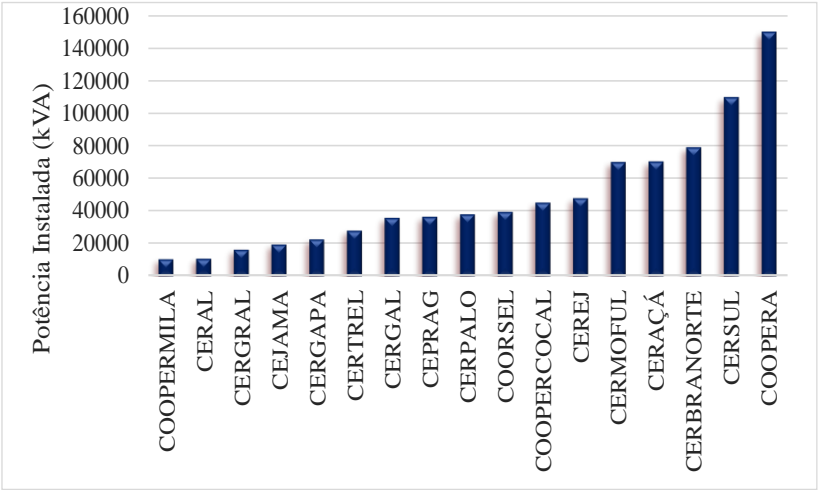
instaladas, observa-se a não proporcionalidade existente entre as características.

Figura 3 – Comparativo entre a área do conjunto de permissão das cooperativas.



Fonte: Autor

Figura 4 – Comparativo entre a Potência Instalada das cooperativas.



Fonte: Autor

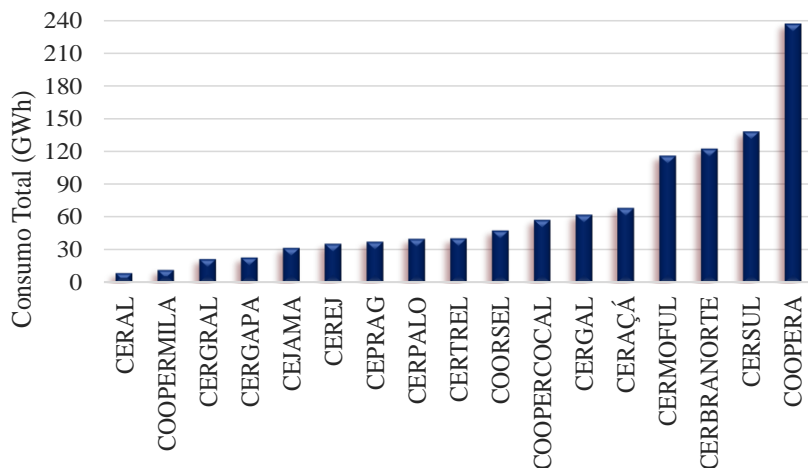
As Tabelas 5 e 6 e as Figuras 5, 6 e 7 detalham para cada cooperativa, aspectos em relação ao mercado atendido. Na Tabela 5 a informação foi organizada de acordo com a classificação de consumidores adotada por cada uma das cooperativas, indicando a quantidade de GWh consumidos pelas UC do tipo residencial, comercial, industrial, rural e outros. Na Tabela 6, indica-se para cada cooperativa a quantidade (dados em valores de porcentagem) de UC atendidas do tipo residencial, comercial, industrial, rural e outros

Tabela 5 – Dados de atendimento das Cooperativas – Valor de Consumo em GWh.

Cooperativa	Consumo (GWh)						Nº de UC
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Outros	Total	
CERMOFUL	23,74	12,25	71,30	3,34	5,32	115,95	11748
CERSUL	18,00	10,16	74,32	27,9	7,54	137,92	16968
COOPERMILA	0,23	0,08	5,98	5,06	0,12	11,47	1100
CEJAMA	4,95	2,51	16,74	5,87	1,55	31,62	4955
COOPERCOCAL	17,81	7,45	22,07	5,27	4,75	57,35	9861
CERBRANORTE	28,35	15,29	36,72	34,9	7,10	122,36	15361
COOPERA	46,46	12,83	149,72	14,7	13,00	236,71	21818
CERAÇÁ	5,13	2,11	19,69	37,3	3,84	68,07	10263
CERGRAL	7,66	5,54	2,79	3,12	2,27	21,38	5480
CERGAL	30,06	7,78	17,65	2,25	4,35	62,09	16227
CEPRAG	14,03	7,10	5,08	7,82	3,24	37,27	13601
CERPALO	17,27	10,70	5,97	0,87	5,18	39,99	10734
CERGAPA	2,98	1,04	5,38	12,6	0,75	22,75	3400
CERAL	2,04	1,17	0,74	3,92	0,53	8,40	3017
CERTREL	6,04	1,20	26,63	4,00	2,42	40,29	3796
CEREJ	10,06	5,93	0,71	16,5	2,22	35,42	11726
COORSEL	8,66	2,57	15,18	18,3	2,82	47,53	7406

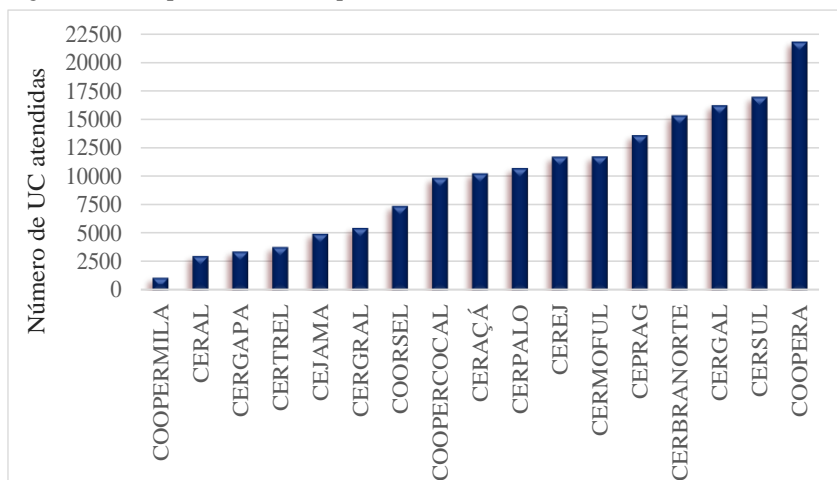
Fonte: Dados fornecidos pelas cooperativas nos relatórios anuais e em ANEEL (2015b).

Figura 5 – Comparativo entre o Consumo das UC das cooperativas.



Fonte: Autor

Figura 6 – Comparativo entre a quantidade de UC atendidas.



Fonte: Autor

Nas Figuras 5 e 6, observa-se a diferença existente entre as cooperativas em relação ao GWh consumido e o número de UC atendidas. Esta informação permite criar uma referência inicial sobre o tamanho das

CER e o tipo de UC atendidas. Destaca-se que as informações sobre a quantidade e consumo das UC não são necessariamente proporcionais, como pode-se observar no caso da Cooperativa CER EJ que encontra-se na sexta (6ª) posição em quanto ao consumo e na décima primeira (11ª) em relação ao número de UC atendidas. Por outro lado, a cooperativa CERTREL, que ficou na nona (9ª) posição em quanto ao consumo e na quarta (4ª) em relação ao número de UC atendidas.

Tabela 6 – Dados de atendimento das Cooperativas - Quantidade de Unidades Consumidoras por classe de consumo.

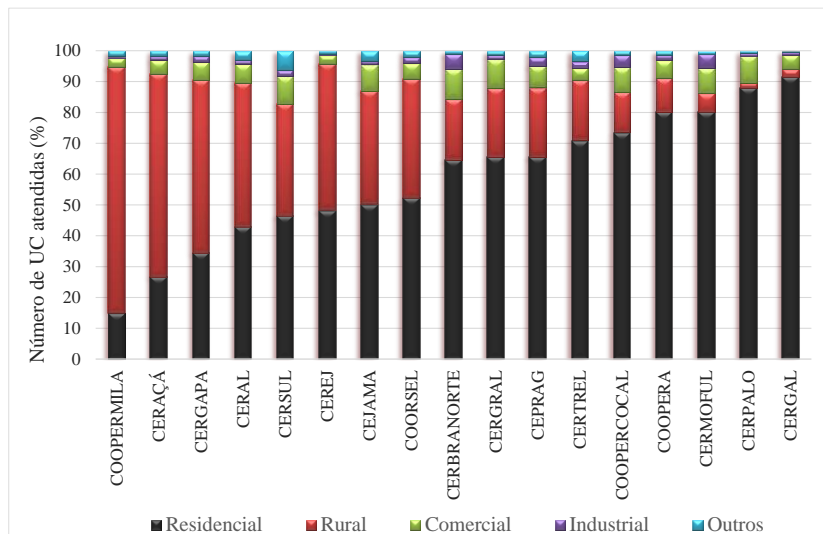
Cooperativa	Número de UC atendidas (%)				
	Residencial	Comercial	Industrial	Rural	Outros
CERMOFUL	80,18	8,14	4,70	6,05	0,93
CERSUL	46,45	8,97	2,04	36,28	6,26
COOPERMILA	14,81	3,00	0,45	80,00	1,73
CEJAMA	50,17	8,54	1,19	36,81	3,29
COOPERCOCAL	73,50	7,82	3,97	13,27	1,45
CERBRANORTE	64,68	9,75	5,03	19,54	0,99
COOPERA	80,11	5,73	1,71	11,07	1,37
CERAÇÁ	26,63	4,61	1,26	65,79	1,71
CERGRAL	65,46	9,32	1,53	22,43	1,26
CERGAL	91,44	4,66	0,83	2,67	0,39
CEPRAG	65,68	7,04	2,81	22,42	2,04
CERPALO	87,80	8,81	0,95	1,69	0,74
CERGAPA	34,41	5,88	2,06	55,98	1,68
CERAL	42,72	6,23	1,26	46,90	2,88
CERTREL	70,89	3,87	2,24	19,49	3,50
CEREJ	48,17	2,82	0,48	47,55	0,96
COORSEL	52,09	4,94	2,02	38,89	2,05

Fonte: (ANEEL, 2015b)

Através da Figura 7, pode-se constatar a diferença existente entre as cooperativas no que diz respeito à classificação das UC atendidas. Verifica-se que o atendimento rural é bastante elevado, apesar de que na figura, apresenta-se também um alto atendimento para UC de tipo residencial. Pode-se dizer que o predomínio existente na classificação ao

atendimento de UC do tipo residencial, deve-se a mesma evolução e crescimento que tem tido a eletrificação rural, a qual iniciou em pequenas vilas que através da chegada da eletrificação, evoluíram até constituírem-se em pequenas cidades.

Figura 7 – Comparativo entre a quantidade de unidade consumidoras atendidas em diferentes classes de consumo.



Fonte: Autor.

3.2.2.1 Diagnóstico das CER frente ao Problema das Perdas

A partir dos dados técnicos fornecidos pelas cooperativas foi realizado um diagnóstico onde buscou-se identificar a composição básica de cada segmento de rede primária e secundária em termos dos tipos de condutores utilizados e suas principais características elétricas. Buscou-se também identificar os indicadores de qualidade das redes envolvidas.

Sobre os dados analisados em relação aos condutores, na gama de materiais utilizados, identificaram-se condutores de Aço Zincado, Cobre, Alumínio e Alumínio com Alma de Aço. Ainda verificam-se condutores Isolados em PVC e condutores cobertos, os quais são classificados como protegidos para rede compacta.

Na Tabela 7, apresenta-se um resumo das principais características elétricas dos condutores encontrados nas redes das cooperativas.

Tabela 7 – Características Elétricas de Condutores.

Bitola	Tipo	R (Ohms/km)	X (Ohms/km)
1#8	CC	2,3617	1,0439
1#6	CC	1,4978	1,0265
1#4	CC	0,9434	1,0091
1#6	CA	2,4301	1,0222
1#4	CA	1,5289	1,0160
1#2	CA	0,9633	0,9873
1#6	CAA	2,4736	1,0488
1#4	CAA	1,5973	1,0401
1#2	CAA	1,0503	1,0439
1#3.09	CAZ	31,0490	1,1640
1#2.25	CAZ	19,2070	1,1644

Fonte: tomado do relatório entregue as cooperativas em abril do 2014 (Relatório UFSC, 2014)

Através da Tabela 7 é possível verificar que na medida da utilização de condutores com características elétricas distantes das convencionais, àquelas apresentadas pelo material cobre e/ou alumínio, há um significativo aumento da resistência Ôhmica, o qual será responsável por maior dissipação de energia em forma de calor, conhecido por perdas Joules, resultando em uma perda ainda mais significativa em locais de carregamentos elevados.

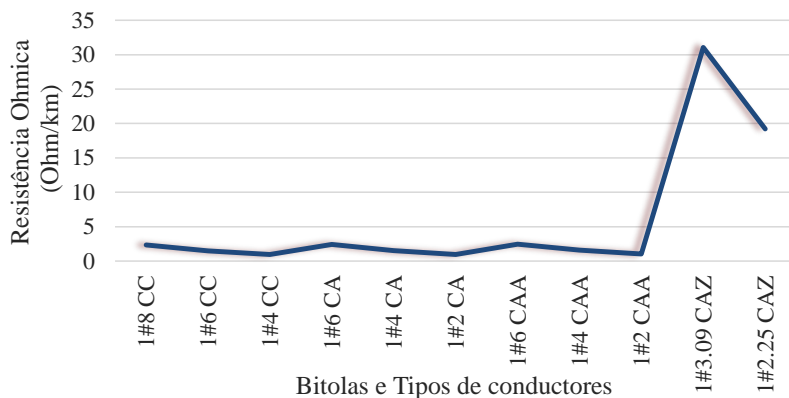
De forma a destacar a importância desta argumentação, apresenta-se a mesma informação contida na Tabela 7 através da Figura 8, onde se destaca que os condutores do tipo CAZ (Condutor de Aço Zincado) possuem características elétricas comprometedoras do ponto de vista das perdas nas redes de distribuição² (Relatório UFSC, 2014).

Observa-se que o aumento da bitola dentro de um mesmo tipo de condutor acarreta em uma redução sistemática da resistência ôhmica no tipo de condutor. Nos pontos onde há alteração do tipo de condutor, como

² Devido a sua deficiente característica elétrica, com uma elevada resistência ôhmica, a presença deste tipo de condutor sinaliza uma potencial fonte de perdas nas redes.

por exemplo, de condutor de cobre (CC) para condutor de alumínio (CA), existe um pequeno aumento da resistência ôhmica, o qual é logo mitigado pelo aumento da bitola do mesmo tipo de condutor.

Figura 8 – Características Elétricas de Condutores



Fonte: Autor.

Observa-se também que a inclusão do material aço no condutor de alumínio com alma (CAA) não altera significativamente a sua característica elétrica, mantendo a resistência ôhmica em níveis similares ao do condutor de alumínio. Contudo, quando se introduz o condutor do tipo aço zincado (CAZ), a característica ôhmica cresce significativamente, o que resultará em perdas ôhmicas do tipo Joule bastante acentuadas.

Em termos construtivos, na análise dos dados técnicos das cooperativas, observou-se também a presença de condutores de cobre nas redes secundárias em 15 cooperativas e nas redes primárias de pelo menos 6 cooperativas. Embora o cobre possua excelentes características elétricas com baixa resistência ôhmica, em condições de envelhecimento este tipo de material apresenta degradação nas suas características elétricas, onde o recozimento e a presença de zinabre³ comprometem as suas propriedades condutoras.

A forte presença de condutores de cobre na rede, também foi classificada como um foco de perdas técnicas a ser considerado.

³ Hidrocarboneto de cobre, de cor verde, que se forma na superfície do cobre ou latão quando em contato com a umidade do ar.

Com relação ao desempenho em termos de continuidade, observa-se na Tabela 8, uma gama de indicadores muito variada, com uma variação para o DEC⁴ entre 1,23 até 94,35 horas no ano.

Tabela 8 – Indicadores de qualidade DEC e FEC.

Cooperativa	DEC		FEC	
	2012	2013	2012	2013
CERMOFUL	6,20	11,75	6,44	6,60
CERSUL	5,86	9,38	9,48	8,12
COOPERMILA	23,59	26,40	21,14	15,79
CEJAMA	11,52	8,05	6,29	3,63
COOPERCOCAL	14,97	15,22	11,70	11,11
CERBRANORTE	12,24	9,07	12,87	12,46
COOPERA	3,11	3,89	3,43	3,85
CERAÇÁ	16,45	13,86	22,82	15,25
CERGRAL	15,87	19,05	9,75	11,01
CERGAL	9,18	10,76	4,89	6,50
CEPRAG	13,26	23,41	11,37	13,36
CERPALO	17,57	16,78	14,05	9,37
CERGAPA	16,93	15,68	16,30	15,18
CERAL	94,35	1,23	5,16	0,86
CERTREL	31,98	15,32	18,66	16,39
CEREJ	29,12	30,05	11,63	16,67
COORSEL	8,30	14,11	10,30	13,41

Fonte: Autor - elaborado com base em dados de (ANEEL, 2015b)

Três entre as 17 cooperativas apresentam valores de DEC acima de 20, sendo outras cinco cooperativas com valores de DEC inferiores a 10. O posicionamento das restantes cooperativas denota um relativo atraso na recomposição do sistema. Este indicador permite verificar se o número de equipes para a reposição de serviço está em acordo com os padrões desejados na cooperativa. Cabe salientar que este tipo de medida colabora indiretamente com as perdas de energia.

⁴ DEC: Indica o número de horas em média que uma UC fica sem energia elétrica durante um período, neste caso anual.

3.3 CARACTERIZAÇÃO DA CARGA RURAL

Como os domicílios das UC se encontram fora do controle da empresa que opera o sistema de energia, do ponto de vista de infraestrutura, as UC formam uma entidade independente. No entanto, do ponto de vista operacional, a carga elétrica de cada UC vinculada ao sistema é o destinatário da energia elétrica, o que cria a necessidade de se ter conhecimento em todo momento das características e comportamento das cargas. A busca pela eficiência leva a necessidade de conhecimento detalhado da curva de carga diária de cada UC a qual contém informações importantes da forma como é consumida a energia elétrica.

Contudo, as características das cargas individuais ficam fora do controle das cooperativas (exceto as especificações técnicas do contrato para o fornecimento de energia), uma vez que cada UC, principalmente, as de médio e pequeno porte, utilizam a energia da rede quando precisam sem fazer nenhuma análise do estado do sistema.

Portanto, é de muita relevância para as cooperativas e na realização de qualquer estudo de planejamento nas redes de distribuição, como o caso do cálculo das perdas nas redes de eletrificação rural, o conhecimento do consumo horário em cada ponto de entrega de energia. Sem o conhecimento de valores horários nos pontos de consumo, as avaliações de tensão, corrente, perdas etc., através de cálculos de fluxo de potência ficam bastante prejudicadas, por apresentarem resultados que não representam, nem aproximadamente, o que de fato acontece na realidade do momento analisado.

Na sequência são descritos alguns conceitos relevantes para este processo de caracterização seguido da caracterização da carga proposta nas redes das cooperativas de eletrificação rural nesta dissertação.

3.3.1 Caracterização Teórica

3.3.1.1 Definição de Caracterização da Carga

A caracterização da carga é o processo que tem por finalidade identificar e analisar o comportamento da carga da UC e do sistema elétrico, acompanhando a evolução das alterações ocorridas devido às ações executadas sobre o mercado, sejam elas sinais tarifários, programas de gerenciamento da demanda e/ou conservação de energia.

A caracterização da carga tem uma série de aplicações, entre as quais destacam-se:

- Conhecimento do perfil de consumo dos clientes de cada classe durante o dia;
- Acompanhamento do carregamento horário das redes por nível de tensão;
- Cálculo dos custos de transporte de distribuição - responsabilidade do cliente no custo de expansão das redes;
- Cálculo dos custos de fornecimento e construção das tarifas (principalmente as diferenciadas);
- Planejamento (decisão de investimento, dimensionamento do sistema etc.);
- Gerenciamento da demanda;
- Programas de conservação de energia;
- Estudo de perdas;
- Previsão da demanda;
- Comercialização.

3.3.1.2 Comportamento das Cargas

As necessidades energéticas das UC são diferentes a cada hora do dia, causando variações no consumo durante o mesmo. Cada consumidor em particular tem sua própria necessidade de energia, em maior e menor magnitude em certos momentos e pode ou não, coincidir com os requisitos de outros usuários. Uma UC isolada não influencia substancialmente o nível de carregamento de um sistema, a menos que seja muito grande. Em geral, é o conjunto de UC com características semelhantes quem determina o nível de carregamento.

O destino final do consumo de energia elétrica depende dos tipos de consumidores que a utilizam, podendo ser agrupados essencialmente nos setores residencial, industrial, comercial e em menor grau em outras atividades, como por exemplo a iluminação pública. Por conseguinte, em função da porcentagem em que cada um desses setores influencia a carga total, a variação da mesma é refletida.

Segundo a Resolução normativa nº 414 da ANEEL de 2010 (2013b), a UC de energia elétrica é classificada em dois grupos: A e B.

O grupo A (alta tensão) é composto por unidades consumidoras que recebem energia em tensão igual ou superior a 2,3 (kV) ou são atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão

secundária, caracterizado pela tarifa binômia (aplicada ao consumo e à demanda faturável). No grupo A, subdividido em seis subgrupos (de acordo ao nível de tensão), geralmente se enquadram indústrias e estabelecimentos comerciais de médio ou grande porte.

O grupo B (baixa tensão) é caracterizado por unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, com tarifa monômia (aplicável apenas ao consumo). Está subdividido em quatro subgrupos. O consumidor do tipo B1 é o residencial, o consumidor rural é chamado de B2, enquanto estabelecimentos comerciais ou industriais de pequeno porte, como por exemplo uma pastelaria ou uma marcenaria, são classificados como B3. A iluminação pública é enquadrada no subgrupo B4.

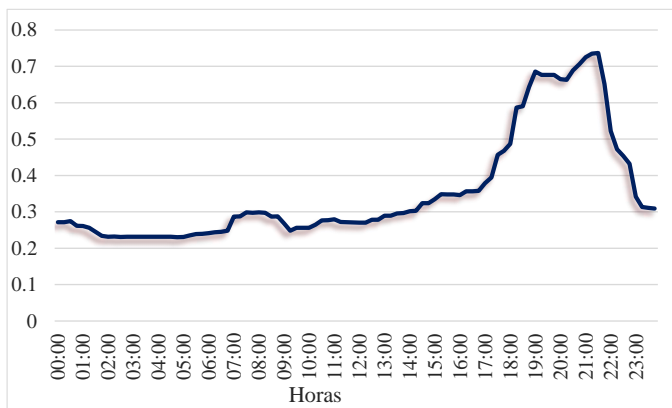
Apesar da existência de um elevado número de UC, todas com hábitos diferentes de uso da energia elétrica, o comportamento das curvas de carga é regular em dias com características semelhantes, de modo que o conhecimento das curvas ajuda na previsão aproximada da demanda futura e conseqüentemente nos estudos da rede.

Do exposto, pode-se dizer que uma curva de carga diária permite observar características complementares da área ou região de estudo como por exemplo, o desenvolvimento industrial, os costumes, a medida em que os equipamentos elétricos são usados, etc., mas por sua vez, é importante ter em conta as possíveis alterações que possam surgir e que mudem o comportamento da curva de carga prevista, por exemplo, alterações irregulares nos costumes das UC dadas pelo escurecimento precoce em uma tarde chuvosa ou pela finalização de um programa de televisão popular, que faz a demanda aumentar em relação ao que normalmente deveria existir.

Em continuação, apresenta-se um exemplo de curvas de carga típicas para os setores residencial, industrial e comercial, onde é possível observar as diferenças de caracterização das curvas de carga para as diferentes classes de UC.

Da Figura 9, evidencia-se que a curva de carga de uma UC do tipo residencial se caracteriza por um consumo praticamente constante durante o dia todo, com aumento no fim da tarde e pico de demanda durante a noite, baixando ao final das 23:00h.

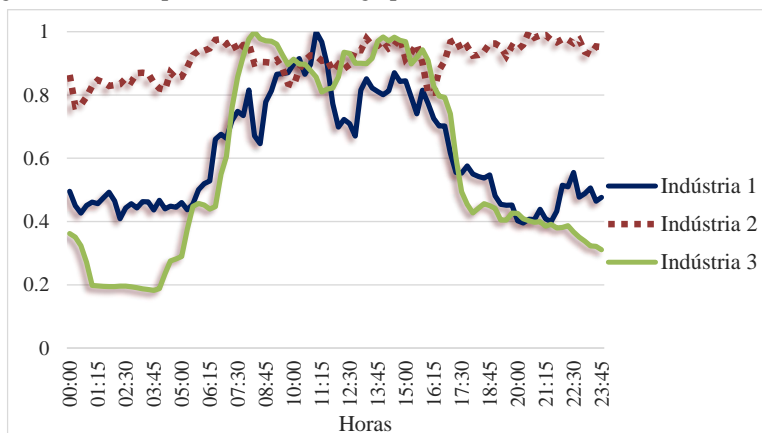
Figura 9 – Exemplo de curva de Carga para UC Residencial.



Fonte: Autor, baseado em dados de medição fornecidos pelas cooperativas.

As UC do tipo industrial não têm só uma curva de carga que os represente, existem vários formatos das curvas de acordo ao ramo de atividade e/ou por localização. Como exemplo, tem-se a Figura 10.

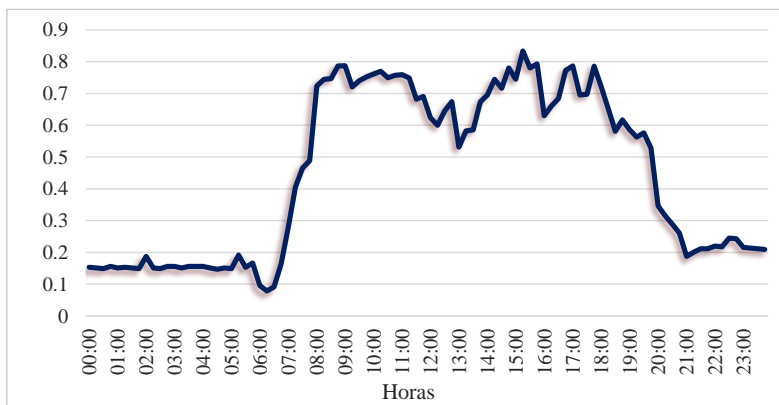
Figura 10 – Exemplo de curva de Carga para UC Industrial.



Fonte: Autor, baseado em dados de medição fornecidos pelas cooperativas.

Para os consumidores comerciais, a curva de carga caracteriza-se por ter uma demanda durante o horário comercial com leve declínio no horário de almoço. Fora do horário comercial a demanda é praticamente para iluminação e refrigeração, como pode ser observado na Figura 11.

Figura 11 – Exemplo de curva de Carga para UC Comercial.



Fonte: Autor, baseado em dados de medição fornecidos pelas cooperativas.

As curvas de carga representativas são determinadas de diferentes maneiras conforme o uso final da caracterização. Entre as caracterizações de curvas de carga mais comuns encontram-se:

- Por classe de consumo: residencial, industrial, comercial, etc.;
- Por atividade econômica: saúde, supermercado, produtos químicos, fundição, etc.;
- Por níveis de tensão de fornecimento ou;
- Por localização: rural, urbana ou suburbana.

3.3.1.3 Processo de Caracterização da Carga

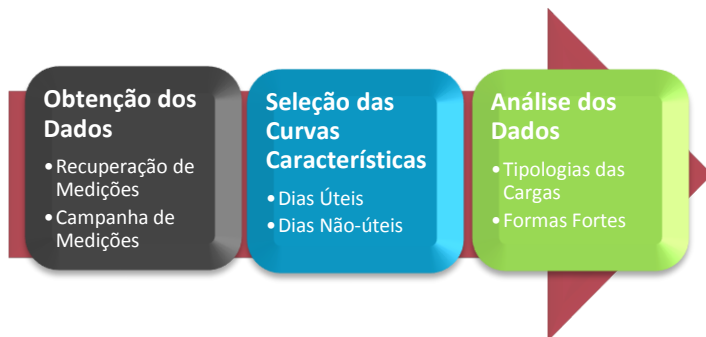
As principais etapas do processo de caracterização da carga são apresentadas na Figura 12.

A **Obtenção dos Dados** engloba ações, rotinas, métodos e estudos objetivando a coleta de dados que serão utilizados na análise do comportamento da carga de clientes e redes, inclusive na definição de amostras que representem cada segmento do universo estudado. A obtenção dos dados é caracterizada por medições realizadas em diversos pontos da rede, podendo ser utilizados dois procedimentos: Recuperação de Medições e Campanha de Medições.

Na Recuperação de Medições o ponto de medição já possui equipamento e já existe registro dos dados medidos que permite o levantamento das curvas de carga, sendo necessário, apenas a criação de uma rotina de recuperação, depuração e montagem dos arquivos. Na

Campanha de Medições, é necessária a instalação de equipamentos de medição para o registro das curvas de carga dos consumidores escolhidos para amostra.

Figura 12 – Processo de caracterização da carga.



Fonte: Autor.

Geralmente uma campanha de medições consiste na parte mais trabalhosa e delicada do trabalho de caracterização de carga, muitas são as pessoas envolvidas sendo a etapa que exige maior quantidade de recursos. Antes de iniciar uma Campanha de Medições, deve ser feito um planejamento cuidadoso, onde serão definidos objetivos e critérios para obter informações consistentes. Para elaborar este planejamento cuidadoso, as seguintes perguntas devem ser respondidas:

- Qual o objetivo? (Construir tarifas diferenciadas, estudo de perdas, verificação do carregamento em transformadores, medir sazonalidade, etc.)
- O que medir? (Potência ativa, potência reativa, tensão, corrente).
- Período de medição? (Uma semana, um mês, um ano).
- Onde medir? (No estado inteiro, algumas cidades, somente um município).
- Quanto gastar? (Erro amostral e disponibilidade de recursos para o trabalho de medição).

Diferentes objetivos implicam em diferentes estruturas de Campanha de Medições.

Os responsáveis pela medição devem fazer um planejamento cuidadoso para abranger toda a amostra com o menor custo possível e

com a qualidade exigida. Esta programação passa pela definição do número de equipes, divisão destas equipes pela área do estudo, especificação da rota de medição e, finalmente, pela verificação da qualidade da medição. É preciso que haja confiabilidade nos dados da amostra. Uma boa caracterização da carga exige confiança nos dados usados nos cálculos.

Para evitar problemas posteriores na consistência das medições, as seguintes medidas devem ser tomadas:

- Escolha dos medidores adequados;
- Escolha adequada do local de instalação do medidor;
- Treinamento da equipe de instalação e de coleta dos dados;
- Montagem de formulários de controle do trabalho de campo⁵;
- Questionários de pesquisa sobre o uso de energia elétrica pelos consumidores⁶;
- Conscientização de todos envolvidos na campanha.

Estas etapas são vitais para que se tenha uma Campanha de Medições eficiente (rápida e de qualidade).

Sobre a obtenção dos dados das curvas de carga, existem duas formas básicas: medição por “Painel” ou por “Rodízio”. A definição depende do objetivo do trabalho e da disponibilidade de recursos.

Na medição por Painei, o medidor fica instalado em um mesmo consumidor por um período de tempo grande o que é muito melhor, pois reduz bastante os custos operacionais e os erros de medição. Na medição por painel é possível fazer todo tipo de estudo (inclusive sazonalidade), possibilitando levantar a curva de carga de todos os consumidores e redes no mesmo período e tirar um "retrato" de toda cadeia do sistema. Tem a desvantagem de exigir grande investimento em equipamentos.

Na medição por Rodízio, o medidor fica instalado por pouco tempo em cada consumidor, geralmente coletando dados de uma semana, sendo retirado para a instalação em outro ponto. Como as amostras, principalmente de MT e BT, geralmente são muito grandes para seu

⁵ Os formulários de campo possuem informações básicas sobre o local da medição, o medidor, a instalação e retirada da medição, como hora/data, constante do medidor, etc. São instrumentos fundamentais à confiabilidade dos dados colhidos.

⁶ Os questionários são usados para análise da curva de carga dos consumidores, já que consta nas mesmas informações sobre posse e uso de equipamentos, dados socioeconômicos, número de habitantes na residência ou processo produtivo na indústria, dentre outros.

posterior processamento, o rodízio é frequentemente a forma mais usada para se obter essas medições (ALVEZ, 2011).

No processo de *Seleção das Curvas Características*, são escolhidas as curvas de carga mais relevantes para as UC ou transformador: uma curva característica para dias úteis (segunda-feira a sexta-feira), uma para sábado e uma para domingo, em alguns casos uma curva só para o fim de semana.

A seleção das curvas características pode ser feita de forma manual ou automática. A seleção manual é realizada a partir de análise visual das curvas de carga, através de programas disponíveis no mercado que facilitam a escolha, é uma metodologia em que a avaliação da escolha das curvas típicas está relacionada à análise subjetiva da equipe de estudos. A seleção automática consiste na implementação de um software com o objetivo de agilizar o processo e aumentar a confiabilidade dos resultados, visando eliminar o caráter subjetivo da análise visual que permite que pequenas diferenças no perfil das curvas possam ser ignoradas pelo selecionador. No processo de seleção das curvas típicas podem ser aplicados os seguintes procedimentos de pré-processamento dos dados:

- Leitura dos dados;
- Eliminação de curvas incompletas;
- Eliminação de curvas com valores zerados;
- Obtenção da curva média e;
- Seleção da melhor curva.

Ao final, no processo de caracterização da carga tem-se a *Análise dos Dados* que é o processo estatístico onde através de modelos de análise de agrupamentos, uma determinada população é classificada segundo suas formas mais representativas. O método de agrupamento consiste na identificação de características semelhantes em determinados conjuntos de dados, que levam aqueles grupos a terem um determinado tipo de comportamento. Os métodos de análise de agrupamentos podem ser classificados em dois grupos: os hierárquicos e os não hierárquicos.

Os métodos hierárquicos são aglomerativos, onde o processo de informação dos tipos parte de n grupos (cada um com um elemento) e através de fusões chega-se a $(n-1)$, $(n-2)$, ... dois grupos e finalmente a um só grupo com n elementos. Também podem ser divisíveis, onde parte-se de um só grupo com n elementos e chega-se a 2, 3, ... n grupos com 1 elemento. Utilizando-se alguns critérios chega-se na melhor partição ou configuração de tipos. Neste método o elemento se mantém sempre no mesmo grupo (CALDEIRA, 2006).

Os métodos não-hierárquicos caracterizam-se pela procura de uma partição do conjunto de consumidores que otimize algum critério pré-determinado. Não é aglomerativo ou divisível e o elemento pode ser alocado em um grupo e posteriormente em outro. Os métodos não hierárquicos possuem as seguintes fases:

- i. Escolha do número de grupos da partição, k ;
- ii. Seleção, normalmente ao acaso, de k núcleos iniciais, com m elementos cada um;
- iii. Alocação dos n elementos da população aos k núcleos iniciais⁷, dando origem a primeira partição, dando origem a k classes;
- iv. Redefinição dos k núcleos a partir da partição anterior (procura dos m elementos com menor distância entre eles e classes iniciais);
- v. Alocação dos n elementos ao novo sistema de núcleos gerando nova partição em k classes;
- vi. Através de um critério de convergência testa-se a diferença entre as duas últimas partições.

Caso não exista diferença, encerra-se o processo. Caso contrário, o processo volta à fase (iv). Com isto, ao final se obterá uma partição com k tipos. Os critérios de alocação utilizados em (iii) e de definição dos núcleos em (ii) e (iv) variam de acordo com o método.

Nos estudos de curva de carga são usados os seguintes métodos estatísticos: Método das Nuvens Dinâmicas (não-hierárquico) e Método de Ward (hierárquico). O método de Ward é aplicado em seguida ao das Nuvens Dinâmicas.

O Método das Nuvens Dinâmicas vai além das fases comumente seguidas pelos métodos não hierárquicos. Para minimizar as distorções de um só conjunto de núcleos iniciais, o método consiste em se repetir todo o processo um certo número de vezes. Cada processo denominou-se experiência. Em cada experiência chega-se a um conjunto de k classes, conforme descrito anteriormente (GEMIGNANI, 2009).

O grupo de elementos que se manteve unido em alguma classe em todas as experiências é caracterizado como uma **Forma Forte**. Caso um consumidor tenha sido somado a um grupo diferente em cada sorteio, ele sozinho representa uma forma forte. Uma boa definição de formas fortes

⁷ Através de algum critério, normalmente utiliza-se menor distância euclidiana entre o elemento e o núcleo.

significa uma grande variância intertipos⁸ e uma pequena variância intratipos⁹.

Para a análise das curvas de carga medidas, todas elas devem estar com o mesmo peso, isto é, as demandas divididas pela demanda média, para que o método alcance seu objetivo: agrupar as formas semelhantes.

Cada forma forte é definida como a média das curvas em P.U. dos consumidores que a formam. Para cada intervalo de medição I:

$$\bar{P}_I = \frac{(P_{I1} + P_{I2} + P_{I3} + \dots + P_{In})}{N} \quad (1)$$

As coordenadas de cada forma forte serão:

$P_I = (P_1, P_2, P_3, \dots, P_{96})$ Para intervalos de 15/15 minutos, em p.u.

Quando a amostra é grande, o número de formas fortes definidas pelo Método de Nuvens Dinâmicas pode ser exagerado. Pode ser necessário reduzir este número para se obter um resultado mais prático.

O Método de Ward procura reduzir o número de tipos através da soma das formas fortes mais parecidas. Assim, é calculada a Distância Euclidiana para verificar quais formas fortes devem ser somadas primeiro. A cada etapa, duas formas fortes são agrupadas. Realiza-se o cálculo da distância euclidiana entre todas as formas fortes, dois a dois. As formas fortes mais próximas são agrupadas sucessivamente, até que sejam reduzidas a apenas um tipo que representa a soma de todas as curvas de carga da amostra. No Método de Ward a agregação das curvas é feita levando em consideração o peso de cada forma forte. Isto é, a soma é definida pela média ponderada pelo número de consumidores (N) de cada forma forte. Para cada intervalo de medição I, a média entre a Forma Forte 1 e a Forma Forte 2 seria:

$$\bar{P}_I = \frac{(\bar{P}_{IF1} \times N_{F1} + \bar{P}_{IF2} \times N_{F2})}{(N_{F1} + N_{F2})} \quad (2)$$

⁸ Distância entre diferentes formas fortes a maior possível.

⁹ Distância entre as curvas (indivíduos) que formam cada forma forte a menor possível.

A definição do número de tipos que será usado na caracterização da carga depende principalmente da característica das curvas e do objetivo do trabalho. Costuma-se visualizar as curvas dos 15 últimos reagrupamentos gerados pelo método de Ward, e a partir daí, reduzir até um número adequado de formas significativas, agregando os tipos muito parecidos e até excluindo tipos com participação insignificante no mercado. Nesta análise, atenção especial é destinada ao comportamento durante os horários de maior carregamento do sistema elétrico estudado.

3.3.1.4 Importância das Tipologias das Cargas

Como tem sido descrito, a caracterização da carga permite conhecer o hábito de consumo de energia elétrica das UC, ou seja, permite identificar a participação dos clientes na formação das redes elétricas aos quais estão conectados. Contudo, é inviável um estudo sobre o universo total das UC, devido aos altos custos de medição para levantamentos das curvas de carga e dificuldade para se analisar uma massa tão grande de dados. Dessa forma, trabalha-se então com Tipologia, que visa reduzir esse universo através da análise dos comportamentos mais incidentes e distintos de uma população, sendo em alguns casos realizados através de amostragem (GEMIGNANI *et al.*, 2009).

De acordo com Alvez (2011), os estudos de Tipologia consistem em:

- Definir curvas típicas que representem as formas mais importantes e distintas do comportamento da carga de UC e sistema elétrico;
- Reduzir a análise a um número razoável (fácil manuseio) de curvas que representem bem a população;
- Conhecer o mercado consumidor de forma mais detalhada, possibilitando traçar planos de ação que reduzam os custos da empresa;
- Acompanhar o comportamento do conjunto de UC através do tempo (processo dinâmico);
- Facilitar o cálculo dos custos marginais dos fornecimentos, e;
- Facilitar a identificação visual das formas mais significativas.

No Brasil, através de projetos de P&D foram desenvolvidos três softwares computacionais para identificação dos perfis típicos diários de carga. O SNACC (Sistema Nacional de Avaliação do Comportamento da Carga), o TARDIST (Programa para Cálculo dos Custos Marginais de

Fornecimento e Tarifa de Uso da Distribuição) e o ANATIPO (Sistema Nacional para Construção de tipologias de Curvas de Cargas) (ARANHA NETO, 2012; ALVEZ, 2011).

Uma prática que tem se tornado comum entre as concessionárias de energia é a utilização das curvas de carga típicas obtidas no processo de revisão tarifária (MÉFFE, 2006). Assim, todos os consumidores de BT são representados por curvas estratificadas por consumo mensal de energia e todos os consumidores de MT são representados por curvas estratificadas por demanda ativa máxima. Em ambos os casos, cada categoria de consumo, formada pela combinação de uma classe de consumo com uma faixa de consumo (por exemplo, consumidor residencial entre 200 e 300 kWh) é composta por um conjunto de curvas típicas, cada uma, com uma representatividade ou participação de mercado dentro da categoria.

Pode-se concluir então, de maneira sucinta, que a realização da Tipologia das Cargas é importante devido que ela permite:

- Prever o comportamento do sistema a partir das curvas de carga dos consumidores, aplicando taxas de crescimento em cada setor ou classe;
- Avaliar o comportamento de rede para alguns anos a frente;
- Estimar uma curva de carga que represente bem o consumidor a partir de dados sobre a sua natureza (classe, tensão, atividade econômica etc.);
- Explicar o comportamento dos consumidores e do sistema elétrico através desta informação.

3.3.1.5 Fatores Típicos utilizados na Avaliação das Características das Cargas

A variedade das cargas encontradas no sistema de eletrificação rural é muito ampla. Podem-se encontrar UC a partir de residências de famílias com baixa renda até indústrias de médio e grande porte. Um dos objetivos fundamentais da avaliação de uma determinada carga ou um grupo de cargas é determinar, entre outros aspectos, o seguinte: valor da demanda máxima, contribuição para a demanda total do conjunto do qual faz parte, consumo de energia em um determinado período de tempo.

Como uma forma de trabalho para atingir os fins estabelecidos, são definidos diversos fatores típicos utilizados no planejamento da distribuição, que revelam as características de cada carga e expressam quantitativamente suas variações, o seu efeito sobre o sistema e sua

relação com as cargas futuras. Estes fatores são geralmente utilizados na análise das medições de carga em campo e /ou na extração de informações dos dados de faturamento de energia (consumo mensal de energia). Na sequência é feita uma breve definição destes fatores baseados em Ramirez (2004) e Aranha Neto (2012):

- *Demanda ou Demanda Média:* a demanda é a carga nos terminais receptores tomada em valor médio num determinado intervalo de tempo. O período no qual é tomado o valor médio é designado por intervalo da demanda. Para estabelecer uma demanda é indispensável especificar o intervalo da demanda para que tenha um sentido prático o conhecimento de seu valor. A Demanda pode ser expressa em kW, kvar, etc. A variação da demanda no tempo para uma carga dada cria o ciclo da carga, que é uma “Curva de Carga” (Demanda vs tempo).

$$\text{Demanda Média} = \frac{\text{Energia Total (kWh)}}{\text{Período Total (horas)}} \quad (3)$$

- *Demanda Máxima:* é o maior valor de demanda ocorrido no sistema num período específico de tempo. Pode ser expressa em kW, kvar ou p.u. É indispensável especificar o período durante o qual a demanda, com intervalo de demanda pré-fixado, foi observada, ou seja, deve-se dizer: demanda máxima diária, mensal ou anual, conforme o período de observação tenha sido o dia, o mês ou o ano, respetivamente. O conhecimento de seu valor é de muito interesse porque é onde se apresenta a máxima caída de tensão no sistema por conseguinte onde se apresentam as maiores perdas de energia e potência.
- *Fator de Demanda:* em um intervalo de tempo t , de uma carga, o fator de demanda é a relação entre a demanda máxima e a carga total instalada (as duas na mesma unidade).

$$\text{Fator de Demanda} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Total Instalada}} \quad (4)$$

- *Fator de Diversidade:* Ao projetar um alimentador para um consumidor deve ser considerada a demanda máxima, uma vez que

está irá impor as mais severas condies de carga e de queda de tensão na rede, no entanto, quando muitas UC são alimentadas pela mesma rede, se deve ter em conta o conceito de diversidade de carga devido a que as demandas máximas de cada UC geralmente não coincidem com o tempo; a razão para isto é que as UC embora sejam da mesma classe têm diferentes hábitos de consumo. O fator de diversidade é a relação entre a soma das demandas máximas individuais, de várias subdivisões do sistema, com a demanda máxima do sistema inteiro. Os picos de carga normalmente não ocorrem ao mesmo tempo, então a soma dos picos individuais de carga será maior do que a carga de pico do sistema. O fator de diversidade normalmente  maior que a unidade e será igual à unidade somente se todas as demandas máximas individuais ocorrerem simultaneamente.

$$\text{Fator de Diversidade} = \frac{\sum \text{Demanda Max. Individual}}{\text{Demanda Máxima do Sistema}} \quad (5)$$

- *Fator de Carga:*  a relação entre a carga média durante um período designado de tempo e carga de ponta ocorrida durante este período. Indica o grau em que a carga de ponta é mantida durante este período, quer dizer, que se o fator de carga é 1, a demanda máxima se manteve constante, se o fator de carga é alto (por exemplo 0,9), a curva de carga tem muito poucas variações e se pelo contrário o fator de carga é baixo (por exemplo 0,2), a curva de carga tem muitas variações com picos e vales acentuados.

$$\text{Fator de Carga} = \frac{\text{Demanda Média do período}}{\text{Pico de Demanda do Período}} \quad (6)$$

- *Fator de Utilização:* o fator de utilização em um intervalo de tempo t , é a relação entre a demanda máxima e a capacidade nominal do sistema (capacidade instalada). É importante ter em conta que em quanto o fator de demanda d a porcentagem de carga instalada que está sendo alimentada, o fator de utilização indica a fração da capacidade do sistema que está sendo utilizada durante o pico da carga no intervalo de tempo considerado, ou seja, indica a utilização máxima da instalação.

$$\text{Fator de Utilização} = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Capacidade Instalada}} \quad (7)$$

- *Fator de Perdas*: é a porcentagem de tempo requerido pela carga de pico para produzir as mesmas perdas que as produzidas pelas cargas reais ao longo de um período de tempo. O fator de perda pode ser calculado a partir das seguintes relações: da perda ativa média com o pico de perda da carga durante um período de tempo especificado; pelos quadrados da demanda média com a demanda pico ou; pelos quadrados de todas as demandas reais com os quadrados da demanda pico em 100% do tempo.

$$\text{Fator de Perda} = \frac{\text{Média (Carga)}^2}{\text{Máxima (Carga)}^2} \text{ ou } \frac{\text{Perda Média}}{\text{Perda Ponta}} \quad (8)$$

- *Fator de Coincidência*: o fator de coincidência é o inverso do fator de diversidade. É dependente do tipo de carga conectada ao sistema.

$$\text{Fator de Coincidência} = \frac{\text{Demanda Máxima do Sistema}}{\sum \text{Demanda Max. Individual}} \quad (9)$$

- *Duração da Carga*: duração da carga é a relação entre as demandas e sua duração em um período específico de tempo.
- *Horas Equivalentes de Perdas*: são o número de horas que a carga de ponta produzirá a mesma perda total que é produzida pela carga atual durante um período específico de tempo. As horas equivalentes de perdas são também chamadas de tempo de perda de ponta equivalente. Uma forma alternativa de cálculo é com a multiplicação do valor do fator de perda pelas horas no período.

$$\text{Fator de Perda} = \frac{(\text{Demanda Total Real})^2}{(\text{Demanda Ponta})^2} \quad (10)$$

- *Fator de Capacidade*: é a relação entre a energia real produzida ou fornecida durante um período de tempo especificado com a energia que podia ter sido produzida ou fornecida se a unidade (instalação) tem operado continuamente à máxima

capacidade nominal. É mais utilizado em estudos de geração, dando uma indicação da utilização média da instalação.

$$\text{Fator de Capacidade} = \frac{\text{Energia Realmente Produzida}}{\text{Capacidade Máxima} \times \text{Tempo}} \quad (11)$$

3.3.2 Caracterização da Carga das Cooperativas de Eletrificação Rural

A caracterização da carga realizada nas redes de eletrificação rural das cooperativas associadas à FECOERUSC, é baseada em uma metodologia simplificada do método das Formas Fortes (descrito no item 3.3.1.3). O processo foi dividido nas seguintes etapas: Definição dos grupos de consumidores, Análise das medições, Processamento das medições e Cálculo das Formas Fortes.

Para a caracterização das UC das redes de BT, os dados utilizados foram obtidos a partir de uma campanha de medições. Foram medidas UC de redes alimentadas por unidades transformadoras com diferentes valores de potência instalada. Além disso foram selecionadas UC que tivessem diferentes valores de faixa de consumo, grupo e classe (ver Anexo A). Estas medições foram realizadas para cada UC por uma semana com registro de dados a cada minuto.

Para as UC do tipo A foram utilizados dados de medição fornecidos pela COOPERA. O banco de dados contém informações de um mês de medição com registros a cada 15 minutos. Nestas medições as UC vieram separadas em diferentes segmentos de acordo com a área de atuação.

3.3.2.1 Definição dos Grupos de Consumidores

Iniciando o processo de caracterização da carga são definidas as Formas Fortes que serão representadas por uma mesma Curva de Carga. Para os consumidores da BT, definiu-se cinco faixas de consumo para cada uma das quatro classes (B1, B2, B3 e B4), sendo que os valores são definidos para dia útil e não útil, totalizando 40 curvas como apresentado na Tabela 9.

A título de exemplo cada uma das formas fortes indica o seguinte: A forma forte chamada *B1 (0 - 30)* significa; UC que pertence ao grupo B, classe 1, faixa de consumo entre 0 e 30 kWh.

Para as UC da MT, do tipo A4, definiu-se 21 segmentos para dias úteis e não úteis, totalizando 42 curvas. Como mencionado anteriormente, estes segmentos foram elencados pela COOPERA nos dados de medição fornecidos e apresentam-se na Tabela 10.

Tabela 9 – Formas Fortes para as UC de BT.

Unidade consumidoras Da Baixa Tensão			
Formas Fortes do <i>Dia Útil</i>		Formas Fortes do <i>Dia Não Útil</i>	
1°	B1 (0 – 30)	21°	B1 (0 – 30)
2°	B1 (30 – 100)	22°	B1 (30 – 100)
3°	B1 (100 – 220)	23°	B1 (100 – 220)
4°	B1 (220 – 500)	24°	B1 (220 – 500)
5°	B1 (> 500)	25°	B1 (> 500)
6°	B2 (0 – 30)	26°	B2 (0 – 30)
7°	B2 (30 – 100)	27°	B2 (30 – 100)
8°	B2 (100 – 220)	28°	B2 (100 – 220)
9°	B2 (220 – 500)	29°	B2 (220 – 500)
10°	B2 (> 500)	30°	B2 (> 500)
11°	B3 (0 – 30)	31°	B3 (0 – 30)
12°	B3 (30 – 100)	32°	B3 (30 – 100)
13°	B3 (100 – 220)	33°	B3 (100 – 220)
14°	B3 (220 – 500)	34°	B3 (220 – 500)
15°	B3 (> 500)	35°	B3 (> 500)
16°	B4 (0 – 30)	36°	B4 (0 – 30)
17°	B4 (30 – 100)	37°	B4 (30 – 100)
18°	B4 (100 – 220)	38°	B4 (100 – 220)
19°	B4 (220 – 500)	39°	B4 (220 – 500)
20°	B4 (> 500)	40°	B4 (> 500)

Fonte: Autor.

Tabela 10 – Formas Fortes para as UC do Tipo A4.

Unidade consumidoras do Tipo A4			
Formas Fortes do <i>Dia Útil</i>		Formas Fortes do <i>Dia Não Útil</i>	
1°	Agro Indústria	22°	Agro Indústria
2°	Beneficiamento de Alimentos	23°	Beneficiamento de Alimentos
3°	Beneficiamento de Madeiras	24°	Beneficiamento de Madeiras
4°	Beneficiamento de Água	25°	Beneficiamento de Água
5°	Britador	26°	Britador
6°	Cerâmica	27°	Cerâmica
7°	Cervejaria	28°	Cervejaria
8°	Combustíveis	29°	Combustíveis
9°	Confeção	30°	Confeção
10°	Fundição	31°	Fundição
11°	Frigorífico	32°	Frigorífico
12°	Hotelaria	33°	Hotelaria
13°	Indústria de Peças	34°	Indústria de Peças
14°	Indústria de Plástico	35°	Indústria de Plástico
15°	Indústria Química	36°	Indústria Química
16°	Lavanderia	37°	Lavanderia
17°	Metalúrgica	38°	Metalúrgica
18°	Mineração	39°	Mineração
19°	Pré – Moldados	40°	Pré - Moldados
20°	Saúde	41°	Saúde
21°	Supermercado	42°	Supermercado

Fonte: Autor.

3.3.2.2 Análise das Medições

Antes de calcular as Formas Fortes (Curva de Carga) é preciso processar os dados para avaliar a consistência e os requisitos necessários para esta etapa. Assim, no caso das UC da BT, assumindo que as medições são realizadas em intervalos de um minuto, deve-se considerar os seguintes critérios:

- i. Considerar períodos de 15 minutos quando houver medição em todos os minutos, ou seja, 15 medições. Se o intervalo de medição for menor, então deve-se considerar que o período de 15 minutos deve conter a mesma quantidade de dados para serem considerados;
- ii. A média consumida que será utilizada para parametrizar a Curva de Carga, deve ser obtida considerando as medições originais e apenas nos períodos de 15 minutos que passaram pelo critério definido no item i.

3.3.2.3 Processamento das Medições

Caso as medições tenham atendido as condições impostas na seção anterior, deve-se processá-las para que sejam armazenadas em intervalos de 15 minutos e encontrar a média global daquela medição considerando o item *ii* da seção anterior. Assim, a cada dia de medição devem ser armazenados 96 valores referentes aos 4 valores armazenados para cada hora do dia. Para tanto, deve-se calcular o valor médio correspondente aos valores medidos dentro de cada hora. É importante ressaltar que no caso de consumidores conectados a duas ou três fases deve-se somar os valores de potência medida para considerar um único valor.

Por exemplo, considerando o caso da Tabela 11 onde apresentam-se medições para os períodos das 13 e 14 horas, em que o valor médio referente a cada 15 minutos é apresentado no quadro. Nota-se que no exemplo foi considerado que no período das 14:15h às 14:29h não foram realizadas todas as 15 medições (uma por minuto) e, portanto, esse dado deve ser ignorado.

Deste ponto em diante pode se trabalhar com uma discretização horária por motivo de simplificação na apresentação dos exemplos, visto que a metodologia apresentada no Capítulo 4 será a mesma independentemente do quão refinado seja o detalhamento dos dados.

As curvas de carga são calculadas de forma parametrizada pelo consumo médio de cada UC no período da medição, assim caso haja mais de uma medição para uma mesma UC é preciso utilizar tantos consumos médios quanto o número de medições não acopladas no tempo. Considere o exemplo da Tabela 12 com medições hipotéticas (em W) em um mesmo consumidor durante dois períodos de tempo, entre os dias 10/17/2013 a 11/07/2013 e entre os dias 14/11/2014 e 16/11/2014, para as quais são calculadas duas médias como mostrado na tabela.

Tabela 11 – Exemplo de medição.

Hora	Medição (W)
13:00	10
13:15	12
13:30	9
13:45	13
14:00	14
14:15	-
14:30	9
14:45	12

Fonte: Autor.

Tabela 12 – Exemplo de medição em uma única UC.

Hora	10/07/2013	11/07/2013	14/11/2014	15/11/2014	16/11/2014
00:00	2	2	2	3	2
01:00	3	4	3	2	4
02:00	4	2	4	3	4
03:00	2	2	4	3	4
04:00	2	2	4	4	4
05:00	3	2	2	2	3
06:00	6	7	7	3	7
07:00	15	12	11	15	8
08:00	5	9	4	6	7
09:00	4	5	3	5	3
10:00	6	6	4	4	5
11:00	8	11	10	5	6
12:00	11	15	9	7	6
13:00	12	8	13	8	14
14:00	12	10	8	10	6
15:00	7	9	7	7	8
16:00	5	5	8	4	10
17:00	7	4	6	10	7
18:00	12	17	15	18	16
19:00	8	9	20	14	19
20:00	10	13	7	16	13
21:00	14	5	5	6	14
22:00	6	6	9	10	10
23:00	3	2	2	3	4
Média	6,958333333		7,208333333		

Fonte: Autor.

Destaca-se que essa média não é o valor obtido com os dados da tabela, mas sim considerando todas as medições utilizadas para construir a tabela, conforme comentado no item *ii* da seção anterior.

A parametrização das medições pela média é feita por uma simples divisão entre o valor calculado para cada intervalo de tempo e a média daquele período, com isso a média das medições parametrizadas deve ser unitária. Na Tabela 13 apresentam-se os valores da Tabela 12 parametrizados por suas respectivas médias.

Tabela 13 – Exemplo de medição parametrizada em uma única UC.

Hora	10/07/2013	11/07/2013	14/11/2014	15/11/2014	16/11/2014
00:00	0,29	0,29	0,28	0,42	0,28
01:00	0,43	0,57	0,42	0,28	0,55
02:00	0,57	0,29	0,55	0,42	0,55
03:00	0,29	0,29	0,55	0,42	0,55
04:00	0,29	0,29	0,55	0,55	0,55
05:00	0,43	0,29	0,28	0,28	0,42
06:00	0,86	1,01	0,97	0,42	0,97
07:00	2,16	1,72	1,53	2,08	1,11
08:00	0,72	1,29	0,55	0,83	0,97
09:00	0,57	0,72	0,42	0,69	0,42
10:00	0,86	0,86	0,55	0,55	0,69
11:00	1,15	1,58	1,39	0,69	0,83
12:00	1,58	2,16	1,25	0,97	0,83
13:00	1,72	1,15	1,80	1,11	1,94
14:00	1,72	1,44	1,11	1,39	0,83
15:00	1,01	1,29	0,97	0,97	1,11
16:00	0,72	0,72	1,11	0,55	1,39
17:00	1,01	0,57	0,83	1,39	0,97
18:00	1,72	2,44	2,08	2,50	2,22
19:00	1,15	1,29	2,77	1,94	2,64
20:00	1,44	1,87	0,97	2,22	1,80
21:00	2,01	0,72	0,69	0,83	1,94
22:00	0,86	0,86	1,25	1,39	1,39
23:00	0,43	0,29	0,28	0,42	0,55
Média	1		1		

Fonte: Autor.

Esse procedimento deve ser feito para todas as UC medidas e para as futuras medições feitas por parte das cooperativas, que irão ser

incluídas na base de dados durante a implementação da metodologia desenvolvida neste trabalho, melhorando o resultado da caracterização e obtenção das formas fortes.

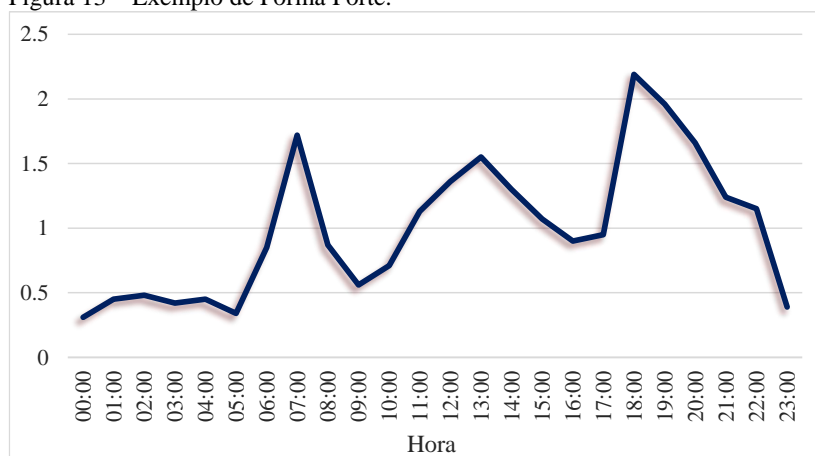
3.3.2.4 Cálculo das Formas Fortes

Uma Forma Forte é calculada para cada grupo de UC nos dias úteis e não úteis como uma média simples para cada hora de todas as medidas parametrizadas de todas as UC que pertencem àquele grupo. Exemplo, se da campanha de medições tem-se 4 UC que se enquadram no grupo *B1* (0 - 30):

- Para cada uma das 4 UC serão separados os dados de acordo com a data de medição em dias úteis e não úteis.
- Parametrizar as medidas de acordo ao exposto no item 3.3.2.2 e 3.3.2.3
- Fazer a média para cada hora dos dados parametrizados das UC.

Usando os dados do exemplo das seções anteriores, considere que há apenas um consumidor no grupo com os dois conjuntos de medições. Na tabela 14, apresentam-se os valores obtidos para a criação da Forma Forte ilustrada na Figura 13.

Figura 13 – Exemplo de Forma Forte.



Fonte: Autor, baseado nos dados da Tabela 14.

Tabela 14 – Exemplo de cálculo da Forma Forte.

Hora	10/07	11/07	14/11	15/11	16/11	Forma Forte
00:00	0,29	0,29	0,28	0,42	0,28	0,31
01:00	0,43	0,57	0,42	0,28	0,55	0,45
02:00	0,57	0,29	0,55	0,42	0,55	0,48
03:00	0,29	0,29	0,55	0,42	0,55	0,42
04:00	0,29	0,29	0,55	0,55	0,55	0,45
05:00	0,43	0,29	0,28	0,28	0,42	0,34
06:00	0,86	1,01	0,97	0,42	0,97	0,85
07:00	2,16	1,72	1,53	2,08	1,11	1,72
08:00	0,72	1,29	0,55	0,83	0,97	0,87
09:00	0,57	0,72	0,42	0,69	0,42	0,56
10:00	0,86	0,86	0,55	0,55	0,69	0,71
11:00	1,15	1,58	1,39	0,69	0,83	1,13
12:00	1,58	2,16	1,25	0,97	0,83	1,36
13:00	1,72	1,15	1,80	1,11	1,94	1,55
14:00	1,72	1,44	1,11	1,39	0,83	1,30
15:00	1,01	1,29	0,97	0,97	1,11	1,07
16:00	0,72	0,72	1,11	0,55	1,39	0,90
17:00	1,01	0,57	0,83	1,39	0,97	0,95
18:00	1,72	2,44	2,08	2,50	2,22	2,19
19:00	1,15	1,29	2,77	1,94	2,64	1,96
20:00	1,44	1,87	0,97	2,22	1,80	1,66
21:00	2,01	0,72	0,69	0,83	1,94	1,24
22:00	0,86	0,86	1,25	1,39	1,39	1,15
23:00	0,43	0,29	0,28	0,42	0,55	0,39
Média	1			1		1

Fonte: Autor.

Assim, ao final do processo de caracterização da curva de carga, tem-se 24 valores (um para cada hora) representando cada grupo em dias úteis e dias não úteis. Nesse ponto, é importante reforçar que o procedimento de parametrização e cálculo das formas fortes são feitos de modo independente para os dias úteis e não úteis.

Por fim, deve-se manter em mente que na implementação computacional o cálculo é feito para cada 15 minutos ao invés de cada hora.

3.4 CADASTRO DAS REDES

O processo de caracterização da rede de eletrificação rural, em especial das redes das cooperativas vinculadas ao trabalho realizado nesta dissertação, acarretou o conhecimento de dados técnicos relacionados com suas redes de distribuição primária e secundária.

Para a realização desta dissertação foi fornecida, por parte da FECOERUSC, informação técnica sobre as redes de eletrificação de 15 cooperativas, esta informação se encontra numa base de dados (de cada cooperativa) composta pelos seguintes arquivos:

- Alimentadores
- Barras
- Condutores
- Consumidores
- Redes_BT
- Redes_MT
- Regulador de Tensão
- Subestações
- Transformadores de Distribuição
- Unidade Capacitora
- Chaves
- Subclasses.

A partir da informação técnica foram criados arquivos de entrada para o desenvolvimento de um FP que permitisse ter um conhecimento sobre o estado da rede e cálculo de perdas técnicas. No entanto durante o desenvolvimento das rotinas computacionais foram percebidos alguns problemas de cadastro nas redes como por exemplo: falta de dados sobre os condutores, dados zerados, malhas nas redes de BT, falta de informação sobre as fases, códigos de transformadores repetidos em vários alimentadores etc. O que levou a criação de uma etapa de pré-processamento dos dados como será exposto no capítulo seguinte.

Com relação aos dados utilizados para a caracterização da carga, a partir da informação técnica obtida dos arquivos elencados acima foi realizado o quadro apresentado no Anexo A, onde apresenta-se uma lista de UC que fizeram parte de pequena campanha de medições. Estas UC foram classificadas de acordo a faixa de consumo, grupo e classe, buscando-se ter uma variabilidade dos dados a serem medidos. Note-se que só foi possível elencar UC da COOPERA e COOPERCOCAL, isto

porque estas duas cooperativas apresentaram maior qualidade de cadastro.

3.5 CONCLUSÕES

Um dos grandes desafios desta dissertação está relacionado à localização das fontes de perdas. Da perspectiva das perdas técnicas, o conhecimento sobre as características físicas da rede, dados técnicos, condutas de operação e manutenção que conduzam a elevados níveis de perdas, são fundamentais para o cumprimento do objetivo principal deste trabalho.

Neste capítulo foi apresentada uma descrição sobre as redes de eletrificação rural das cooperativas associadas à FECOERUSC. Esta caracterização permitiu o conhecimento sobre o tamanho e constituição das redes, assim como da quantidade de UC atendidas e sua classificação.

Através da análise dos dados técnicos foi possível identificar a composição básica dos segmentos da rede de BT e MT em termos dos tipos de condutores utilizados e a suas características elétricas. Por exemplo, foi identificada a presença de condutores do tipo CAZ (Condutor de Aço Zincado) que possuem características elétricas comprometedoras do ponto de vista das perdas nas redes de distribuição.

O tratamento dos dados técnicos permitiu também detectar problemas presentes em algumas cooperativas em relação a qualidade do cadastro nas redes existente.

Para finalizar, foi feito um estudo sobre a caracterização da carga, importante no desenvolvimento da metodologia por permitir obter resultados mais precisos na análise do comportamento das redes. A caracterização da carga foi realizada através de dados coletados numa campanha de medições, que continuará sendo realizada durante a implementação por parte das cooperativas, da metodologia desenvolvida neste trabalho e que contribuirá no cálculo eficiente das perdas elétricas.

4 METODOLOGIA PROPOSTA

4.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo são descritas as etapas principais da metodologia proposta para o cálculo e caracterização das perdas técnicas e a identificação da potencial existência de perdas não técnicas nos sistemas de distribuição das CER. Entre os temas abordados que permitem o desenvolvimento da metodologia, são detalhados os seguintes:

- Fluxo de Potência Determinístico;
- Cálculo das perdas técnicas na rede MT, rede BT e outros componentes da rede de distribuição das CER;
- Diagrama de Pareto;
- Fluxo de Potência Probabilístico;
- Análise dos Dados de Medição;
- Caracterização da Curva de Carga e Parâmetros Weibull;
- Distribuição de Perdas e Perda de Referência;
- Seleção de Pontos de Medição.

4.2 CONSIDERAÇÕES INICIAIS SOBRE A METODOLOGIA

Um dos grandes desafios neste trabalho, além do cálculo das perdas técnicas em sistemas de eletrificação rural, está relacionado à estimação e localização das fontes de perdas não técnicas. Da perspectiva das perdas técnicas, a localização de características físicas da rede ou condutas de operação e manutenção que conduzam a elevados níveis de perdas, são abordadas através de ferramentas tradicionais de fluxo de potência. Da perspectiva das perdas não técnicas, a identificação das possíveis variáveis causadoras de perdas está sob o controle de cada cooperativa, contudo, este tipo de perdas é abordado de uma forma abrangente, indicando-se pontualmente sinalizações sobre a sua potencial existência.

Em qualquer problema onde são utilizados modelos matemáticos e algoritmos numéricos para analisar um sistema físico, os resultados obtidos serão tão precisos quanto os modelos matemáticos utilizados. Na análise de sistemas de potência e cálculo de perdas elétricas, as soluções encontradas por qualquer algoritmo de fluxo de potência só são úteis ao usuário se estas soluções proverem resultados que são compatíveis em relação aos sistemas de eletrificação reais. Dessa forma, torna-se importante modelar cada componente do sistema tão precisamente quanto possível. Por outro lado, deve-se evitar utilizar modelos que sejam

extremamente detalhados, pois isso os torna computacionalmente impraticáveis ou inviáveis devido à indisponibilidade dos dados da rede ou ao cálculo de parâmetros (próprios do modelo utilizado) (CARVALHO, 2006).

Os algoritmos utilizados no desenvolvimento da metodologia são baseados em modelos que tentam satisfazer estas duas exigências. São utilizados modelos de representação monofásica de redes trifásicas simétricas com cargas equilibradas, assim como alguns conceitos fundamentais que são de natureza geral e aplicam-se aos métodos para o cálculo de perdas elétricas discutidos na revisão bibliográfica.

De maneira concisa, a metodologia desenvolvida e descrita neste capítulo, busca então, integrar informações obtidas de cálculos determinísticos a uma avaliação probabilística, com o objetivo de estimar as perdas técnicas e inferir sobre perdas não técnicas através da comparação entre a caracterização probabilística e uma medida local de referência. Esta avaliação possibilita conclusões diretas sobre as perdas técnicas e indiretas sobre as perdas não técnicas encontradas nas redes de MT e BT das CER. Neste sentido, como etapas principais foram detalhadas as seguintes:

- Fluxo de Potência Determinístico (FPD).
- Fluxo de Potência Probabilístico (FPP).

4.3 FLUXO DE POTÊNCIA DETERMINÍSTICO (FPD)

O FPD foi desenvolvido para a identificação das perdas técnicas nas redes de distribuição das CER. É importante ressaltar que para a identificação das perdas não técnicas, é fundamental dispor de um arcabouço metodológico que trabalhe com identificação das perdas técnicas, uma vez que é impossível determinar este tipo de perda de maneira isolada.

4.3.1 Metodologia para o Cálculo das Perdas Técnicas

A metodologia utilizada para o cálculo das perdas técnicas nas redes de MT e BT das CER baseia-se na avaliação sistemática das perdas através de fluxo de potência onde é incluso o cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos dos sistemas de distribuição das CER. As informações utilizadas são provenientes de bases de dados das cooperativas, onde encontram-se cadastradas informações sobre as redes

primárias, redes secundárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e informações relativas aos consumidores de BT e MT.

A metodologia descrita de forma resumida a seguir realiza o cálculo das perdas técnicas na rede de distribuição de MT e BT de acordo com as seguintes etapas:

- A partir dos dados da topologia da rede de BT executam-se rotinas de cálculo de fluxo de potência para a determinação dos estados dos nós e, conseqüentemente, das perdas de energia da rede de BT.
- Inicialmente é utilizado como carregamento na rede de BT o histórico de consumo fornecido na base de dados.
- Para o cálculo elétrico da rede de BT e de MT, parte-se do princípio de que as redes são radiais e que cada trecho é representado pelos condutores de fase e de neutro (fases A, B, C e neutro N).
- No cálculo do fluxo de potência é realizada a modelagem dos Reguladores de Tensão e dos Bancos de Capacitores (BC). Para a modelagem dos BC é necessário se dispor da informação referente ao ponto de conexão à rede e potência nominal.
- Para a atribuição da carga às fases da rede MT, são necessários os dados de carregamento dos transformadores de distribuição e dos consumidores da rede de BT.
- Dentro da implementação do método escolhido para a realização do fluxo de potência, incluem-se rotinas para o cálculo detalhado das perdas de transformadores de distribuição e medidores de energia.
- A partir dos dados da topologia da rede de MT e da informação de carregamento advinda das redes de BT, executam-se rotinas para o cálculo do fluxo de potência no circuito primário.
- O cálculo elétrico para um alimentador é feito por meio de fluxo de potência trifilar (separação do circuito trifásico em três fases integrando rede MT e BT)¹⁰.

¹⁰ No estudo de fluxo de potência, a formulação monofásica equivalente com modelos de sequência positiva ou o fluxo de potência trifilar é normalmente aplicada em sistemas quando o desbalanço é assumido pequeno, ou quando dados trifásicos não estão disponíveis (MARINHO; TARANTO, 2009).

4.3.1.1 Fluxo de Potência Trifilar Integrado

O método escolhido para a análise da rede de distribuição requer entre as principais características as seguintes: fácil implementação computacional, facilidade de convergência, robustez, rapidez e aplicação em redes radiais. As anteriores características encontram-se presentes no Método de Soma das Potências (MSP), sendo assim selecionado para o desenvolvimento das equações que permitirão calcular as perdas técnicas.

O Método de Soma das Potências (MSP) é um dos métodos de varredura mais utilizados na análise estática de redes radiais, bem como é a base de generalizações para a representação de redes fracamente malhadas, capacitores automáticos, geração distribuída e redes desbalanceadas (ISSICABA, 2008). Sua solução baseia-se em um equivalente elétrico e na eliminação dos ângulos de fase de tensão nas equações a serem solucionadas, o que permite obter a solução exata trabalhando somente com as magnitudes de tensão através de expressões algébricas compactas. O modelo MSP assume que uma rede de distribuição radial trifásica balanceada pode ser representada por seu diagrama equivalente de linha monofásica (ARANHA NETO, 2012).

A descrição do MSP e as equações envolvidas para o seu desenvolvimento são detalhadas no Anexo B.

O fluxo de potência trifilar integrado executa, então, pelo MSP uma varredura por fase integrando as redes MT e BT no cálculo. Assim, é levada em consideração a influência dos circuitos de BT na rede MT (demanda ativa e reativa dos consumidores e as perdas) e a influência da rede MT nos circuitos de BT (perfil de tensão dos transformadores), obtendo resultados mais precisos do que se fossem executados fluxos de potências somente na BT e depois na MT.

- *Parcela de Pseudocódigo – Fluxo de potência trifilar integrado*
 - i. Ler os dados da rede BT e MT e assumir um perfil inicial de tensão para o alimentador;
 - ii. Calcular as perdas nos medidores;
 - iii. Calcular as potências equivalentes nos nós da BT, no sentido dos nós finais para os nós iniciais, isto é, dos consumidores para os transformadores (na primeira iteração as perdas não são levadas em consideração);
 - iv. Utilizar o valor da potência acumulado calculado em BT como carregamento dos transformadores na rede MT;

- v. Calcular o valor das perdas nos transformadores de acordo com o carregamento da BT;
- vi. Calcular as potências equivalentes nos nós da MT, no sentido dos nós finais para os nós iniciais, isto é, dos transformadores para a subestação, utilizando os valores de cargas da BT mais as perdas nos medidores e nos transformadores;
- vii. Calcular as perdas na MT e as cargas que variam com a tensão;
- viii. Calcular o novo perfil de tensão no sentido dos nós iniciais para os nós finais, ou seja, da subestação para os transformadores;
- ix. Verificar convergência total (convergência nas redes de BT e MT). Não convergindo, pular passo x. e continuar no passo xi;
- x. Calcular os carregamentos, os ângulos das tensões, as perdas diversas e apresentar os resultados;
- xi. Utilizar os novos valores de tensão para fazer a varredura na rede BT;
- xii. Calcular as perdas na rede BT;
- xiii. Calcular o novo perfil de tensão, no sentido dos nós iniciais para os nós finais, ou seja, dos transformadores para os consumidores;
- xiv. Testar convergência em BT;
- xv. Guardar informação sobre convergência na BT;
- xvi. Utilizar os novos valores de potência acumulada na BT, para continuar o MSP na rede MT. Voltar ao passo vii.

4.3.1.2 Perdas Elétricas nos Componentes da Rede de Eletrificação Rural

Nesta seção, apresentam-se os modelos (utilizados no cálculo do fluxo de potência trifilar) para estimativas de perdas nos segmentos das redes de distribuição rural: medidores de tensão e transformador de distribuição. As propostas apresentadas enquadram-se nos modelos adotados na regulação dada pela ANEEL.

▪ *Medidor de Energia.*

Os medidores de energia podem ser eletrônico ou eletromecânico. Atualmente a grande maioria dos medidores das empresas concessionárias de energia elétrica é do tipo eletromecânico. Com a publicação da Resolução 502/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), foi feita a regulamentação para o uso dos medidores eletrônicos (medidores inteligentes) para os consumidores do grupo B. Segundo a resolução, o novo sistema de medição possibilita ao

consumidor maior eficiência no consumo de energia, pois permite obter mais informações sobre o seu perfil. Outros benefícios são a possibilidade de atendimento remoto pela permissionária; o melhor monitoramento da rede, devido ao fluxo de comunicação consumidor-permissionária; a redução de perdas técnicas e não-técnicas; e a oferta de novos serviços aos consumidores.

Os medidores de energia são compostos basicamente de um par de bobinas para cada fase, sendo cada par de bobinas formado por uma bobina de medição de tensão e outra para medição de corrente. Assim, os medidores monofásicos possuem um par de bobinas, os bifásicos possuem dois pares e os trifásicos possuem três pares.

As perdas nos medidores de energia são basicamente devido às perdas no ferro das bobinas de tensão e, desta forma podem ser consideradas aproximadamente constantes, pois independem da carga. Considera-se 1 W (Watt), de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos, que deve ser multiplicada pelo número de medidores do parque de medição da distribuidora, conforme expressão a seguir (ANEEL, 2013b):

$$\Delta p_M = P_C * (3 * NUC_3 + 2 * NUC_2 + 2 * NUC'_2 + NUC_1) [W] \quad (12)$$

Onde:

Δp_M : perda de potência nos medidores [W];

P_C : perda por circuito de tensão do medidor [W];

NUC_3 : N° de UC alimentadas em 3 fases e 4 fios;

NUC_2 : N° de UC alimentadas em 2 fases e 3 fios;

NUC'_2 : N° de UC alimentadas em 1 fase e 3 fios;

NUC_1 : N° de UC alimentadas em 1 fase e 2 fios;

Segundo informações proporcionadas pelas permissionárias que fazem parte da FECOERUSC, as redes de distribuição das CER representadas, apresentam aproximadamente 30% de medidores eletrônicos e 70% de medidores eletromecânicos.

▪ *Transformador de Distribuição*

Os transformadores de distribuição são os elementos que mais contribuem para os índices de perdas de um sistema de distribuição. Considerando o total de transformadores de um sistema, esses valores podem variar entre 1 e 3% da energia requerida pelo sistema (OLIVEIRA, 2009). Ao contrário dos transformadores ideais, um transformador real possui determinadas características, que acarretam em perdas: os enrolamentos dele possuem uma determinada resistência; a permeabilidade do núcleo é finita; o fluxo magnético não se mantém inteiramente confinado no núcleo e este apresenta perdas de potência ativa e reativa; suas capacidades nominais são muito maiores que a demanda máxima que atendem, ou; porque se encontram sobrecarregados.

As perdas nos transformadores de distribuição são compostas por duas parcelas: Perdas no ferro e Perdas no cobre, calculadas pela seguinte expressão (ANEEL, 2013b):

$$\Delta p_{TR} = (\Delta p_{fe}^t + \Delta p_{cu}^t) * 10^{-3} [MW] \quad (13)$$

Onde:

Δp_{TR} : Perda de potência para a demanda média do transformador de potência [MW]

Δp_{fe}^t : Perda no ferro ou a vazio do transformador t [kW]

Δp_{cu}^t : Perda de potência para a demanda média no cobre do transformador t [kW]

As perdas no ferro ou no núcleo também chamadas de perdas em vazio, são consideradas constantes, pois não dependem da carga, são dependentes apenas da tensão de operação do transformador, sendo provocadas normalmente por correntes de Foucault e Histerese. As Perdas no cobre, calculadas de acordo com a equação a seguir, dependem da carga suprida, variando quadraticamente com a corrente que flui pelo transformador (OLIVEIRA, 2009; MEFFE, 2007).

$$\Delta p_{cu} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} * \cos \varphi} \right)^2 * P_{Ncu} [kW] \quad (14)$$

Onde:

Δp_{cu} : Perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [kW]

P_{med} : Potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em [kW]

P_{nom} : Potência nominal do transformador em [kVA]

P_{Ncu} : Perda no cobre do transformador na condição nominal de carga, sendo obtida pela diferença entre as perdas totais e a perda a vazio do transformador [kW]

$\cos \varphi$: fator de potência.

Os valores para as perdas no ferro e no cobre encontram-se tabeladas para cada tipo de transformador, onde “cada tipo” deve ser entendido como a caracterização do transformador por potência e tensão nominais. Estes dados são baseados nos valores normatizados pela Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. Na sua ausência, devem ser adotados valores de projeto dos equipamentos informados pela permissionária ou utilizados valores típicos (ANEEL, 2013b).

4.3.2 Visualização dos Resultados do FPD

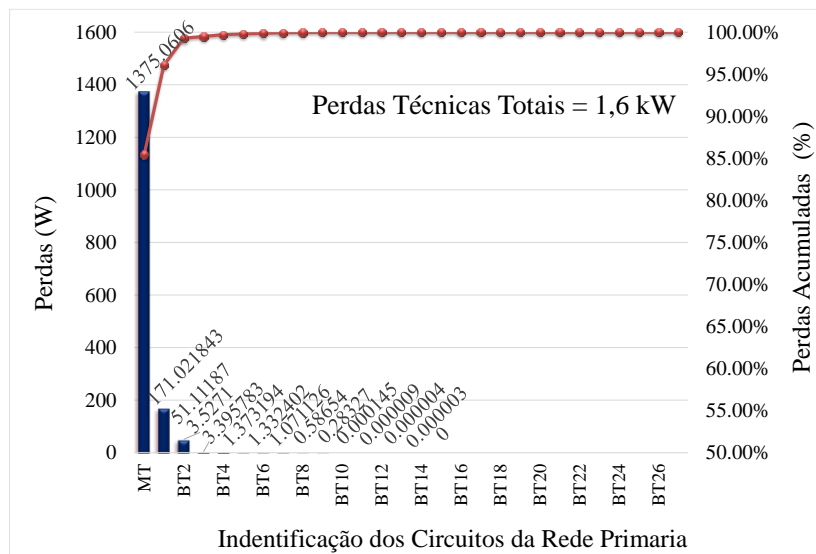
Dentre os resultados esperados com a aplicação do FPD, apresenta-se um conjunto de informações relacionadas aos circuitos de MT e BT a serem estudados. Com foco na identificação das perdas na rede MT e BT, bem como em diversos componentes do sistema de distribuição, utiliza-se o *Diagrama de Pareto* para apresentar um tipo de resultado que permita identificar a participação de cada circuito de BT e/ou componente do sistema de distribuição, nas perdas técnicas totais da rede de MT. O diagrama de Pareto é um gráfico de barras que ordena as frequências das ocorrências, da maior para a menor, permitindo a priorização dos problemas, procurando levar a cabo o princípio de Pareto (80% das consequências advêm de 20% das causas), isto é, há muitos problemas sem importância diante de outros mais graves.

Aplicado ao problema das perdas técnicas nas redes de MT e BT, este tipo de resultado possibilita ter um diagnóstico sobre quais são os circuitos que mais contribuem para as perdas totais em um alimentador, consequentemente, origina a possibilidade de identificar possíveis pontos de medição importantes para o melhoramento do cálculo da perda técnica

e do cálculo de um valor de referência de perda total para a estimação das perdas não técnicas.

Na Figura 14, apresenta-se um exemplo do diagrama de Pareto realizado com os resultados de perdas técnicas obtidos na aplicação do FPD no alimentador CFL7 da COOPERA.

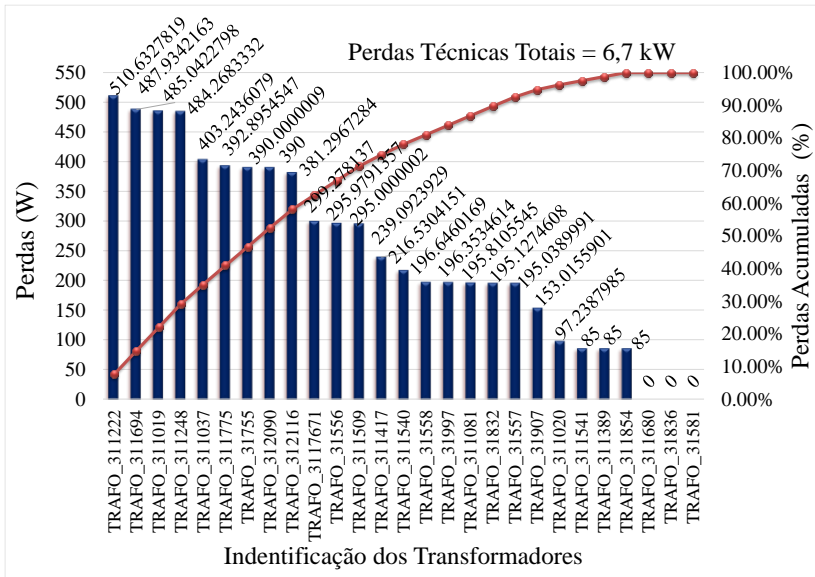
Figura 14 – Diagrama de Pareto das Perdas Técnicas do alimentador CFL7 – COOPERA.



Fonte: Autor.

Na Figura 15, apresenta-se um exemplo do diagrama de Pareto aplicado na representação da perda técnica dos transformadores de um circuito de MT. Nos diagramas é possível manter a identificação de cada circuito de BT na visualização, possibilitando ao analista do circuito de distribuição, a localização de circuitos que apresentem maiores valores de perdas técnicas. Como o FPD foi elaborado para avaliar um sistema de distribuição em duas camadas, onde o compromisso entre a rede MT e BT é mantido de forma a representar uma condição de operação fidedigna, é possível também desagregar as perdas técnicas da rede de BT para cada circuito de MT, permitindo uma visão mais adequada da sua distribuição ao longo de toda a rede.

Figura 15 – Diagrama de Pareto das Perdas Técnicas dos Transformadores.



Fonte: Autor.

4.4 FLUXO DE POTÊNCIA PROBABILÍSTICO (FPP)

O FPP é uma ferramenta fundamental para a análise de sistemas elétricos. Por meio da solução do problema (usando valores fixos) são obtidas as condições em regime permanente. Contudo, nos sistemas reais, devido ao fato da demanda estar variando constantemente e, a possível ocorrência de alguns eventos inesperados no sistema, não é possível determinar com precisão o estado da rede em um determinado instante. Adicionalmente, dados de entrada tais como a demanda e parâmetros elétricos empregados para o cálculo do fluxo de potência estão sujeitos a incertezas.

Em geral, a incerteza num sistema elétrico pode ocorrer devido a (GALLEGO *et al.*, 2012):

- Erros nas medições;
- Erros nas informações cadastradas nas bases de dados;
- Imprecisão no cálculo ou prognóstico dos valores de demanda e geração futura;
- Imprecisão nos cálculos ou medições dos parâmetros dos componentes do sistema, etc.

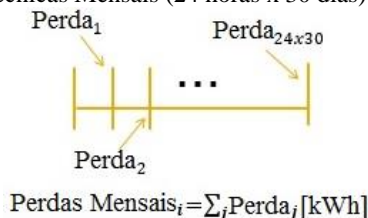
Devido aos fatos mencionados, torna-se importante uma modelagem probabilística do fluxo de potência, que tem entre as suas principais vantagens poder simular muitos cenários possíveis de carga do sistema, possibilitando a visualização de muitos estados ou pontos de operação.

4.4.1 Metodologia para a Estimação das Perdas Não Técnicas

A metodologia desenvolvida para estimação da existência de perdas não técnicas nas redes de MT e BT das CER baseia-se na integração das informações obtidas nos cálculos determinísticos a uma avaliação probabilística. Assim, a dedução sobre as perdas não técnicas em um circuito será dada através da comparação entre a caracterização probabilística realizada na sua rede (MT ou BT) e uma medida local de referência.

A caracterização probabilística é composta pelo uso de curvas de carga a qual utiliza a classificação por formas fortes, como apresentado no Capítulo 3 e pelo uso da Distribuição Weibull (com seus parâmetros de Forma e Escala), como ferramenta para modelagem das informações advindas de medição. Deste modo, é realizado um número significativo de FPD para o cálculo horário das perdas técnicas, repetindo este procedimento para um período de 24 horas considerando os 30 dias do mês (ver Figura 16). Este procedimento caracteriza a construção de uma meta-amostra de estados de operações para o circuito, sendo capturada para cada hora um evento de perda.

Figura 16 – Perdas Técnicas Mensais (24 horas x 30 dias).



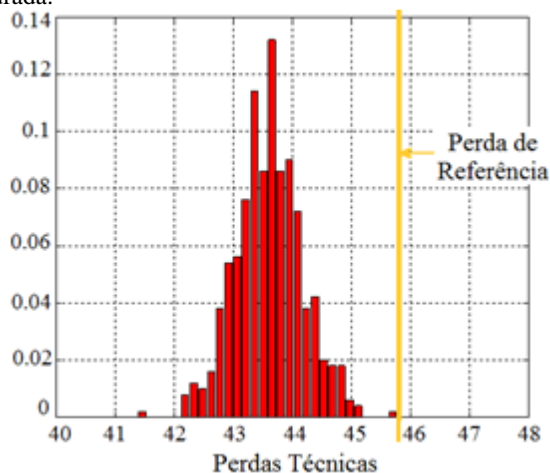
Fonte: Autor.

N eventos de perda horária possibilitam identificar as possíveis ocorrências de perdas técnicas para o circuito analisado.

Com esta distribuição estimada de perdas técnicas mensais é possível construir uma distribuição de probabilidade para os eventos perdas, como apresentado na Figura 17. A construção da meta-amostra e a sua organização no formato de distribuição de probabilidade de perdas técnicas, possibilita nominar o procedimento de FPP. Embora não se busque a convergência para a perda estimada, o procedimento pode ser caracterizado como probabilístico.

O segundo passo é verificar, através de medições, a diferença entre energia fornecida (aquela que está sendo injetada no transformador de distribuição) e a energia faturada (energia medida, consumida no cliente final). O resultado da diferença é chamado de “perda de referência” e permite visualizar, como apresenta-se na Figura 17, a provável existência de perdas não técnicas, pelo fato do valor da perda de referência ficar fora da distribuição de perdas técnicas calculada para a rede.

Figura 17 – Avaliação da meta amostra: Perdas Totais = Energia Fornecida – Energia Faturada.



Fonte: Autor.

Para um melhor entendimento da importância dos dados advindos das medições na estimativa das perdas e como estes são utilizados no FPP, na sequência é exposta uma descrição das etapas que compõem a parcela da metodologia desenvolvida, que faz uso dos dados de medição.

4.4.2 Processamento dos Dados de Medição para apoio à Metodologia

Os dados de medição que serão utilizados pelas cooperativas na aplicação da metodologia, advem de campanha de medição realizadas com o uso de medidores monofásicos e trifásicos. Parte do desenvolvimento da metodologia contribui na orientação para a realização das medições no que concerne aos dados necessários a serem medidos, bem como, na seleção de novos pontos de medição de acordo com os resultados encontrados sobre as perdas elétricas. Neste contexto, aplicando o conceito de medição em dois níveis, os equipamentos de medição serão instalados nas UC e nos Transformadores de distribuição.

A regra definida para a seleção de consumidores determina, que deve-se ter medição nos transformadores em que forem instalados os equipamentos de medição de UC. Assim, ao longo desta seção denomina-se de “*Conjuntos de Medição*”, as medições feitas em cada transformador e consumidores conectados à ele. Nesse caso, se forem instalados medidores em três transformadores tem-se três conjuntos de medições, sendo que cada conjunto de medição será identificado pelo número do transformador do mesmo.

Após a instalação física de todos os equipamentos de medição, para a obtenção de um conjunto de medições, o técnico deve iniciar um programa de aquisição de dados, selecionando o código do transformador no qual o equipamento foi instalado. Com a seleção do transformador, o técnico terá acesso à lista de todas as UC conectadas à rede BT analisada onde terá que incluir os valores de data, hora e energia lidas nos medidores tradicionais para todas as UC.

É importante destacar que esta leitura deve ocorrer após a instalação de todos os equipamentos de medição deste conjunto de medição. Ademais, o usuário deverá indicar para cada UC selecionada para medição o equipamento que foi instalado, nas demais UC essa informação deverá permanecer em branco.

Quando acabar o período de medição, antes de proceder com a retirada dos equipamentos, o técnico deverá fazer uma nova leitura dos medidores tradicionais e incluir os valores de data, hora e energia no programa de aquisição de dados. Ao final do preenchimento de todos estes dados, o técnico deverá conectar aos equipamentos um computador para extrair as medições realizadas.

▪ Criação de Arquivos

O objetivo desta seção é especificar a composição dos arquivos que devem ser gerados apartir dos dados de medição, para assim criar e/ou atualizar as Curvas de Carga e os Parâmetros da Weibull utilizados nas simulações do FPP.

No total são criados 4 arquivos de texto detalhados na sequência, dos quais 2 deles são para uso no fluxo de potência aplicado nos circuitos de BT, 1 para uso no cálculo das perdas de referência e 1 para uso no fluxo de potência nos circuitos de MT. A nomenclatura definida para referenciar os arquivos é:

- ✓ “TRAFO” deve ser substituído pelo código do transformador;
- ✓ *DataDeMedição* deve ser substituída pela data de instalação do equipamento.

Arquivo 1: “TRAFO”-*DataDeMedição*-PERDA.txt

O arquivo 1 é utilizado para calcular a perda de referência do circuito BT, sendo que neste arquivo estarão contidas as leituras feitas nos medidores tradicionais. Deste modo, o arquivo deve conter os seguintes campos, com tantas linhas quanto forem o número de UC conectadas ao transformador:

- i. Código do Consumidor
- ii. Data da primeira Leitura
- iii. Hora da primeira Leitura
- iv. Valor da primeira Leitura
- v. Data da segunda Leitura
- vi. Hora da segunda Leitura
- vii. Valor da segunda Leitura

Arquivo 2: “TRAFO”-*DataDeMedição*-BT.txt

O arquivo 2 conterá as medições processadas feitas no lado da rede de BT do transformador. Os valores serão fornecidos em intervalos de 15 minutos, sendo que a hora e data inicial e final devem considerar todo o intervalo entre a primeira leitura realizada, considerando todas as UC e, a última leitura feita considerando todas as UC. No cálculo da energia fornecida pelo transformador é importante tomar o cuidado e considerar apenas o período que compreende a leitura dos medidores tradicionais, por isso optou-se por utilizar como período de análise os horários da primeira leitura e da última leitura dos medidores tradicionais.

Com isso, de maneira a minimizar erros na análise a primeira leitura dos medidores tradicionais deve ser realizada apenas **após** a instalação de todos os equipamentos de medição, o mais rápido possível, enquanto que a segunda leitura **antes** da retirada dos equipamentos de medição e, novamente, de forma mais rápida quanto possível.

Salienta-se, que existe a possibilidade de instalar mais de um medidor trifásico em um mesmo circuito de BT. Por isso, e ante a realidade conhecida, previu-se um número máximo de três medidores no conjunto de arquivos¹¹. Os valores devem ser fornecidos no seguinte formato:

- i. Data
- ii. Hora
- iii. Flag se dia é útil (valor zero) ou se é dia não útil (valor um)
- iv. Código do Consumidor em que foi instalado o medidor 1
- v. Flag se o medidor 1 foi instalado antes ou depois do consumidor (0 para depois e 1 para antes)
- vi. Tensão do medidor 1
- vii. Potência Ativa do medidor 1
- viii. Potência Reativa do medidor 1
- ix. Flag se a média foi feita com um conjunto completo de pontos do medidor 1 (valor zero para não e valor um para sim)
- x. Flag se existe medição do medidor 2 (valor zero para não e valor um para sim)
- xi. Código do Consumidor em que foi instalado o medidor 2
- xii. Flag se o medidor 2 foi instalado antes ou depois do consumidor (0 para depois e 1 para antes)
- xiii. Tensão do medidor 2
- xiv. Potência Ativa do medidor 2
- xv. Potência Reativa do medidor 2
- xvi. Flag se a média foi feita com um conjunto completo de pontos do medidor 2 (valor zero para não e valor um para sim)
- xvii. Flag se existe medição do medidor 2 (valor zero para não e valor um para sim)
- xviii. Código do Consumidor em que foi instalado o medidor 3

¹¹ Se mais medidores forem necessários será preciso adequar alguns itens da metodologia.

- xix. Flag se o medidor 3 foi instalado antes ou depois do consumidor (0 para depois e 1 para antes)
- xx. Tensão do medidor 3
- xxi. Potência Ativa do medidor 3
- xxii. Potência Reativa do medidor 3
- xxiii. Flag se a média foi feita com um conjunto completo de pontos do medidor 3 (valor zero para não e valor um para sim)
- xxiv. Flag se existe medição do medidor 3 (valor zero para não e valor um para sim)

Cada linha conterà a média de 15 minutos de medição. Desta forma, se os dados de medição originais são fornecidos a cada 1 minuto tem-se que 15 valores compõem a média dos 15 minutos. No entanto, devido a alguma falta ou intermitência é possível que no intervalo de 15 minutos não se tenha as 15 medições, nesse caso os flags dos itens *ix*, *xvi* e *xxiii* devem ser zero. Nos períodos em que não houve nenhuma medição no intervalo de medição os flags dos itens *x*, *xvii* e *xxiv* devem ser zero e os valores dos itens *vi* a *vii*, *xiii* a *xv* e *xx* a *xxii* devem ser nulos também.

Por fim, ressalta-se que é preciso fornecer os pontos de instalação dos medidores trifásicos, para tanto, será utilizado o código das UC mais próximas ao medidor e um flag indicando se o medidor foi instalado antes ou depois da conexão do consumidor à rede de BT.

Arquivo 3: “TRAFO”-DataDeMedição-CONS.txt

O arquivo 3 contém os dados de medição das UC, já processados e, da mesma forma que o arquivo 2, deverá fornecer valores a cada 15 minutos para o mesmo intervalo definido anteriormente. Para cada consumidor devem ser fornecidos os valores de medições para cada fase a qual o mesmo está conectado. Os valores devem ser fornecidos no seguinte formato:

- i. Código do Consumidor
- ii. Data
- iii. Hora
- iv. Fator de Forma (Weibull)
- v. Fator de Escala (Weibull)
- vi. Fator da Curva de Carga
- vii. Tensão Medida na Fase A

- viii. Potência Ativa Medida na Fase A
- ix. Potência Reativa Medida na Fase A
- x. Flag se a média foi feita com um conjunto completo de pontos na Fase A (valor zero para não e valor um para sim)
- xi. Flag se existe medição na Fase A (valor zero para não e valor um para sim)
- xii. Tensão Medida na Fase B
- xiii. Potência Ativa Medida na Fase B
- xiv. Potência Reativa Medida na Fase B
- xv. Flag se a média foi feita com um conjunto completo de pontos na Fase B (valor zero para não e valor um para sim)
- xvi. Flag se existe medição na Fase B (valor zero para não e valor um para sim)
- xvii. Tensão Medida na Fase C
- xviii. Potência Ativa Medida na Fase C
- xix. Potência Reativa Medida na Fase C
- xx. Flag se a média foi feita com um conjunto completo de pontos na Fase C (valor zero para não e valor um para sim)
- xxi. Flag se existe medição na Fase C (valor zero para não e valor um para sim)
- xxii. Potência Ativa Média do Histórico no Mês
- xxiii. Fator de Potência Médio
- xxiv. Fases em que o consumidor está conectado

A mesma regra aplicada no arquivo 2 deverá ser utilizada para definir os flags dos itens *x/xi*, *xv/xvi* e *xx/xxi*, sendo que como nem todos os consumidores terão medição, então utiliza-se os flags *xi*, *xvi* e *xxi* como zero em todas as linhas relacionadas àquelas UC.

Como os parâmetros da Weibull (Forma e Escala) são calculados em intervalos de 1 hora, deve-se repetir os valores da respectiva hora para cada um dos 4 intervalos de 15 minutos que completam a hora.

No FPP é utilizado o valor da *Potência Ativa Média do Histórico no Mês*, como indicado no item *xxii*. Destaca-se então que o valor desta potência deve ser calculado considerando as informações fornecidas pelas CER apenas para os mesmos meses que coincidem com o período de medição. Assim, se a medição for realizada em Março, deve-se considerar apenas dados de Março para o cálculo da média. Como trabalha-se com o intervalo de 15 minutos, deve-se calcular a potência relativa a esse

intervalo e, para tanto, será assumido que o consumo foi distribuído de maneira idêntica ao longo de todos os dias, assim o valor a ser fornecido deve ser dado pela seguinte equação:

$$\bar{P} = \frac{EnergiaMédia}{(N^oDiasDoMês)(24)} \quad (15)$$

Arquivo 4: Consumidores.txt

O arquivo 4 não terá informação de medições diretamente, estará composto de dados calculados através dos valores das medições e será utilizado para rodar os fluxos de potência de MT. Os valores armazenados neste arquivo devem ser fornecidos como dados calculados para períodos de 15 minutos, portanto, para compor a informação de um dia tem-se: 96 valores para dias úteis e 96 valores para dias não úteis. Os valores devem ser fornecidos no seguinte formato:

- i. Código do Consumidor
- ii. Código do Transformador
- iii. Código da Barra
- iv. Classe
- v. Grupo
- vi. Fases em que o consumidor está conectado
- vii. Hora
- viii. Fator de Forma (Weibull)
- ix. Fator de Escala (Weibull)
- x. Fator da Curva de Carga
- xi. Potência Ativa Média do Histórico
- xii. Fator de Potência Médio
- xiii. Flag se dia é útil (valor zero) ou se é dia não útil (valor um)

Neste caso, diferentemente do arquivo 3, o valor da *Potência Ativa Média do Histórico* deve ser calculado considerando todos os valores de consumo fornecido pela cooperativa. O cálculo da potência ativa, indicada no item *xi*, deve ser realizado considerando a seguinte regra:

$$\bar{P} = \frac{EnergiaMédia}{730} \quad (16)$$

4.4.3 Caracterização da Curva de Carga

O processamento da metodologia para a determinação das perdas, aponta a importância do uso das curvas de carga para análises mais criteriosas, pois quando adotados os tradicionais índices e valores médios o desenvolvimento pode ser inviabilizado com respostas superdimensionadas. À vista disso, para representar as UC dos circuitos de MT e BT, é estabelecida, a partir das informações obtidas com as medições, uma base de dados contendo as curvas típicas de carga dos consumidores. Estas curvas são classificadas e criadas de acordo com o grupo, classe e faixa de consumo, como foi apresentado no capítulo anterior.

4.4.4 Caracterização dos Parâmetros Weibull

A aplicação da metodologia, como mencionado anteriormente, utiliza a informação coletada nas UC pelo equipamento de medição e gera os arquivos definidos no item 4.4.2 para construir a curva de perdas por meio do FPP. Como não é possível obter medições para todas as UC de um circuito de baixa tensão devido à falta de equipamentos, para as demais UC é utilizada a Curva de Carga e a distribuição Weibull permitindo assim, gerar possíveis realizações de consumo.

O processo de caracterização da Distribuição Weibull é bastante similar ao das Formas Fortes implementado na obtenção das curvas de carga (Capítulo 3), dado que utiliza-se uma parametrização para as medições de maneira que seja possível agregar informação de diferentes consumidores e períodos de medição em uma única distribuição Weibull para cada grupo de UC. Vale destacar que no caso da distribuição Weibull os parâmetros são calculados em base horária (24 valores de forma e escala).

4.4.4.1 Processamento das Medições

No início desta etapa é preciso processar os dados das medições para avaliar a sua consistência e verificar se cumprem os requisitos necessários para o cálculo dos parâmetros da Weibull. Como esta etapa é realizada após a caracterização da Curva de Carga, pode-se utilizar as

médias calculadas para cada intervalo de 15 minutos e considerar os seguintes critérios:

- i. Considerar períodos de uma hora que tiveram valores completos calculados para cada grupo de 15 minutos, ou seja, 4 valores;
- ii. A média consumida será calculada por hora e pode ser feita com base nos valores calculados no item anterior. Assim, serão considerados apenas os casos em que houver dados completos para a hora.

Se as medições atenderem as condições anteriores, pode-se prosseguir com a preparação dos dados para o cálculo dos parâmetros da Weibull. A título de exemplo, considere a informação apresentada na Tabela 15, na qual pode-se notar que não foi computado o valor para as 14:00 horas, visto que não tinham-se valores completos para a base horária.

Tabela 15 – Exemplo de Medição para o cálculo dos Parâmetros da Weibull.

Hora	Medição (W)	Valor Horário (W)
13:00	10	11
13:15	12	
13:30	9	
13:45	13	
14:00	14	-
14:15	-	
14:30	9	
14:45	12	

Fonte: Autor.

Uma das principais diferenças entre a metodologia para as curvas de carga e a metodologia para o cálculo dos parâmetros da Weibull, é o fato de ao invés de utilizar um único valor da média para todo o período de medição, será um valor para cada hora. Deste modo, assumindo um exemplo similar ao das curvas de carga, na Tabela 16, apresentam-se os valores medidos com as médias para cada hora nos dois conjuntos de medições.

O cabeçalho da tabela 16 indica: Hora da medição, Data das medições (com valores de medição dado em Watts) e média do período medido.

Tabela 16 – Exemplo de Medição em um Único Consumidor - Weibull.

Hora	10/07	11/07	Média	14/11	15/11	16/11	Média
00:00	2	2	2,0	2	3	2	2,3
01:00	3	4	3,5	3	2	4	3,0
02:00	4	2	3,0	4	3	4	3,7
03:00	2	2	2,0	4	3	4	3,7
04:00	2	2	2,0	4	4	4	4,0
05:00	3	2	2,5	2	2	3	2,3
06:00	6	7	6,5	7	3	7	5,7
07:00	15	12	13,5	11	15	8	11,3
08:00	5	9	7,0	4	6	7	5,7
09:00	4	5	4,5	3	5	3	3,7
10:00	6	6	6,0	4	4	5	4,3
11:00	8	11	9,5	10	5	6	7,0
12:00	11	15	13,0	9	7	6	7,3
13:00	12	8	10,0	13	8	14	11,7
14:00	12	10	11,0	8	10	6	8,0
15:00	7	9	8,0	7	7	8	7,3
16:00	5	5	5,0	8	4	10	7,3
17:00	7	4	5,5	6	10	7	7,7
18:00	12	17	14,5	15	18	16	16,3
19:00	8	9	8,5	20	14	19	17,7
20:00	10	13	11,5	7	16	13	12,0
21:00	14	5	9,5	5	6	14	8,3
22:00	6	6	6,0	9	10	10	9,7
23:00	3	2	2,5	2	3	4	3,0
Média	6,958333333	6,9583		7,208333333			7,2083

Fonte: Autor.

A partir do processamento anterior, realiza-se o cálculo dos valores parametrizados, apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 – Medições Parametrizadas em um Único Consumidor - Weibull.

Hora	10/07	11/07	Média	14/11	15/11	16/11	Média
00:00	1,0	1,0	1	0,9	1,3	0,9	1
01:00	0,9	1,1	1	1,0	0,7	1,3	1
02:00	1,3	0,7	1	1,1	0,8	1,1	1
03:00	1,0	1,0	1	1,1	0,8	1,1	1
04:00	1,0	1,0	1	1,0	1,0	1,0	1
05:00	1,2	0,8	1	0,9	0,9	1,3	1
06:00	0,9	1,1	1	1,2	0,5	1,2	1
07:00	1,1	0,9	1	1,0	1,3	0,7	1
08:00	0,7	1,3	1	0,7	1,1	1,2	1
09:00	0,9	1,1	1	0,8	1,4	0,8	1
10:00	1,0	1,0	1	0,9	0,9	1,2	1
11:00	0,8	1,2	1	1,4	0,7	0,9	1
12:00	0,8	1,2	1	1,2	1,0	0,8	1
13:00	1,2	0,8	1	1,1	0,7	1,2	1
14:00	1,1	0,9	1	1,0	1,3	0,8	1
15:00	0,9	1,1	1	1,0	1,0	1,1	1
16:00	1,0	1,0	1	1,1	0,5	1,4	1
17:00	1,3	0,7	1	0,8	1,3	0,9	1
18:00	0,8	1,2	1	0,9	1,1	1,0	1
19:00	0,9	1,1	1	1,1	0,8	1,1	1
20:00	0,9	1,1	1	0,6	1,3	1,1	1
21:00	1,5	0,5	1	0,6	0,7	1,7	1
22:00	1,0	1,0	1	0,9	1,0	1,0	1
23:00	1,2	0,8	1	0,7	1,0	1,3	1
Média	1		1	1			1

Fonte: Autor.

4.4.4.2 Cálculo dos Parâmetros da Weibull

Os parâmetros da Weibull são calculados por um equacionamento simplificado (TORRES, 2014) que permite obtê-los a partir da média e do desvio padrão para cada hora do dia. Neste sentido, o cálculo é realizado considerando todas as medidas parametrizadas de todos os consumidores que pertencem ao mesmo grupo. Considerando o exemplo anterior e assumindo que existe apenas um consumidor nesse grupo, tem-se que a média e desvio padrão são dados na Tabela 18. Pode-se observar que os valores das médias são sempre iguais a 1. Esse comportamento era esperado uma vez que as medições foram todas parametrizadas por suas respectivas médias. Assim, o fato da média não ser unitária em algum

caso é um indicativo que houve algum problema na parametrização das medições.

Tabela 18 – Exemplo do cálculo da Média e Desvio Padrão –Weibull.

Hora	10/07	11/07	14/11	15/11	16/11	Média	Desvio Padrão
00:00	1,0	1,0	0,9	1,3	0,9	1	0,17
01:00	0,9	1,1	1,0	0,7	1,3	1	0,26
02:00	1,3	0,7	1,1	0,8	1,1	1	0,26
03:00	1,0	1,0	1,1	0,8	1,1	1	0,11
04:00	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1	0,00
05:00	1,2	0,8	0,9	0,9	1,3	1	0,22
06:00	0,9	1,1	1,2	0,5	1,2	1	0,29
07:00	1,1	0,9	1,0	1,3	0,7	1	0,23
08:00	0,7	1,3	0,7	1,1	1,2	1	0,28
09:00	0,9	1,1	0,8	1,4	0,8	1	0,24
10:00	1,0	1,0	0,9	0,9	1,2	1	0,09
11:00	0,8	1,2	1,4	0,7	0,9	1	0,29
12:00	0,8	1,2	1,2	1,0	0,8	1	0,18
13:00	1,2	0,8	1,1	0,7	1,2	1	0,24
14:00	1,1	0,9	1,0	1,3	0,8	1	0,19
15:00	0,9	1,1	1,0	1,0	1,1	1	0,10
16:00	1,0	1,0	1,1	0,5	1,4	1	0,29
17:00	1,3	0,7	0,8	1,3	0,9	1	0,27
18:00	0,8	1,2	0,9	1,1	1,0	1	0,14
19:00	0,9	1,1	1,1	0,8	1,1	1	0,14
20:00	0,9	1,1	0,6	1,3	1,1	1	0,29
21:00	1,5	0,5	0,6	0,7	1,7	1	0,54
22:00	1,0	1,0	0,9	1,0	1,0	1	0,04
23:00	1,2	0,8	0,7	1,0	1,3	1	0,27

Fonte: Autor.

O cálculo dos parâmetros de forma (k) e escala (c) da Weibull são dados pelo seguinte equacionamento, onde μ é a média e, σ é o desvio padrão das medidas.

$$k = \left(\frac{\sigma}{\mu} \right)^{-1,086} \quad (17)$$

$$c = \mu \left(0,568 + \frac{0,433}{k} \right)^{-1/k} \quad (18)$$

Assim, ao final do processo de caracterização tem-se 24 valores de média e desvio padrão para cada grupo de consumidores, para os quais são obtidos 24 valores dos parâmetros de forma e escala da Weibull.

4.4.5 Procedimento para Obtenção das Perdas de Referência

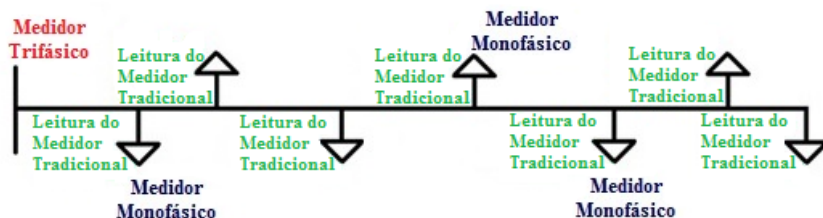
A determinação das perdas em um circuito seria muito simples se existisse disponibilidade de medidores para todo o sistema de distribuição. Contudo, esta restrição gera a necessidade de criação de procedimentos.

A análise das perdas tem por objetivo apresentar ao usuário os resultados obtidos a partir da caracterização dos dados de medição e implementação do FPP em um circuito de BT. Isto é, apresentar a distribuição de perdas em conjunto com uma perda de referência que permitirá à cooperativa ter um indicativo mais forte se há ou não perda não técnica naquele circuito. De acordo com a informação sobre o equipamento de medição que será utilizado, foram previstas duas condições possíveis: Um medidor trifásico instalado ou Dois medidores trifásicos instalados. Assim, nesta seção é exposta a forma em que devem ser tratadas cada uma das configurações possíveis.

▪ *Um Medidor*

Neste caso, a metodologia permite ter medidores em apenas uma parcela dos consumidores residenciais, sendo que é essencial que seja realizada a leitura dos medidores tradicionais de todas as UC que estão conectadas após o ponto de instalação do medidor. A Figura 18 ilustra a configuração.

Figura 18 – Configuração com Um Medidor.



Fonte: Autor.

Para fazer a análise de perdas, como mencionado anteriormente, será construída uma curva de perdas por meio do FPP. O FPP recebe os arquivos definidos no item 4.4.2 e utiliza os dados de medição para as UC em que houver medição, para as demais UC é utilizada a Curva de Carga e a distribuição Weibull permitindo assim, gerar possíveis realizações de consumo.

Como resultado, têm-se vários valores de perda técnica e a probabilidade de ocorrência de cada valor (histograma), que denomina-se de *Curva de Perdas*. Após o processo de cálculo da curva de perda, é calculada a perda média de referência (como apresentada na Figura 17).

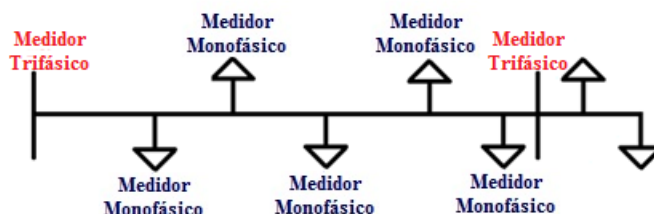
Para facilitar a compreensão dos resultados obtidos, é utilizado um índice que representa a diferença entre o valor esperado da curva de perdas e a perda de referência. As faixas sugeridas são:

- ✓ Verde: valor entre um desvio padrão para mais ou para menos.
- ✓ Amarelo: valor entre um e dois desvios padrão.
- ✓ Vermelha: valor acima de dois desvios padrão.

▪ *Dois medidores COM 100% dos consumidores*

Nesta segunda configuração são instalados dois medidores trifásicos no circuito de BT e devem-se fazer as medições em todas as UC que estejam conectadas entre os dois medidores trifásicos, como apresenta-se na Figura 19.

Figura 19 – Configuração com Dois medidores com 100% dos consumidores.



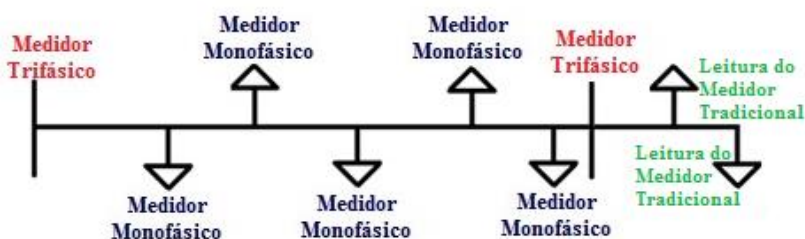
Fonte: Autor.

Neste caso, uma conta simples do total medido em todos os consumidores entre os dois pontos de medição menos a diferença entre os consumos registrados nos medidores trifásicos, fornece a perda real do circuito. Uma estimativa da perda técnica pode ser obtida utilizando o FPD. Como ambos os resultados são determinísticos tem-se que a

diferença entre os dois valores é um indicativo forte de possíveis perdas não técnicas, falhas no conjunto de dados ou falhas no conjunto de medições.

Se o usuário quiser realizar a análise da configuração de um medidor, pode executá-la, a partir do primeiro ou do segundo medidor, desde que sejam feitas as leituras dos medidores tradicionais de todos os consumidores que estão conectados na rede após o ponto de instalação do medidor utilizado como referência (ver Figura 20).

Figura 20 – Configuração com Dois medidores.



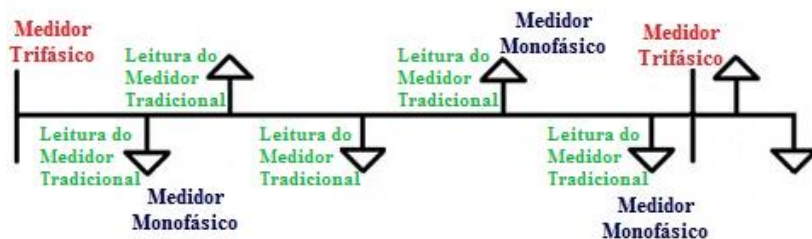
Fonte: Autor.

▪ *Dois medidores SEM 100% dos consumidores*

Esta configuração é uma combinação entre os casos das duas seções anteriores, em que deseja-se particionar o circuito BT em um circuito menor devido a algumas dificuldades de leituras dos medidores tradicionais e não se tem medidores monofásicos suficientes para serem instalados em todos os consumidores conectados na região de interesse (ver Figura 21).

Para fazer a análise é necessário realizar a leitura dos medidores tradicionais de todas as UC que estão conectadas entre os dois medidores. Com isso, pode-se calcular a perda de referência como sendo a diferença entre os dois medidores trifásicos e o consumo observado nos medidores tradicionais. Portanto, como na seção de “um medidor”, executa-se um FPP para construir a curva de perdas e prosseguir com a análise. A diferença deste caso é que o fluxo de potência deverá considerar apenas o subcircuito entre os dois medidores trifásicos.

Figura 21 – Configuração com Dois medidores sem 100% dos consumidores.



Fonte: Autor.

4.4.6 Seleção de Pontos de Medição

Nesta seção apresenta-se a metodologia para a seleção de transformadores e UC para os quais serão instalados os medidores. Primeiramente, é importante lembrar que com a implementação da metodologia obtém-se uma indicação da possibilidade da existência de perdas não técnicas no circuito analisado. Os resultados não fornecem qualquer garantia de que há perda não técnica no local sugerido como medição, assim deve-se tratar a lista fornecida nos resultados como um indicativo de onde devem ser instalados os medidores, mas cabe à cooperativa definir o ponto de medição com base nas sugestões e conhecimento da rede.

A seleção de pontos para medição realiza-se através de duas metodologias, sendo em um caso necessário um conjunto maior de informações que permitam construir uma curva de distribuição de perdas. No outro caso é realizada uma análise mais simples com base nas perdas totais estimadas. Apesar da curva de distribuição de perdas estar disponível para todos os circuitos, tem-se um valor de perda de referência para comparar com a distribuição apenas nos circuitos que já foram medidos.

Inicialmente para a seleção de pontos de medição o usuário deve selecionar o alimentador que deseja analisar e executar o FPP, com isto são obtidas as curvas de perdas para todos os circuitos de BT do alimentador. Consequentemente, é possível classificar os circuitos de BT como prioritários para medição de acordo as informações obtidas. É possível fazer uma verificação dos resultados através do diagrama de Pareto obtido a partir do FPD.

4.4.6.1 Seleção pela Distribuição das Perdas

O FPP fornece uma distribuição de perdas para cada circuito BT. Com estes valores é possível calcular a perda esperada através do equacionamento abaixo, em que p é a probabilidade associada a cada nível de perda e L é a perda em Watt, o qual é calculado para cada circuito BT descrito pelo índice b .

$$E[L_b] = \sum p_{ib} L_{ib} \quad (19)$$

Assim, é possível obter a distância percentual d_b entre o valor esperado das perdas e a perda de referência LR_b medida para cada circuito b :

$$d_b = 100 \frac{|E[L_b] - LR_b|}{E[L_b]} \quad (20)$$

Os casos em que d_b assumir valores menores que 20% podem ser ignorados, enquanto todos os demais deverão ser elencados do maior valor de d_b para o menor.

4.4.6.2 Seleção pelo Nível de Perda

Para os circuitos de BT em que não há um valor para a perda de referência, deve-se utilizar o valor esperado das perdas como o critério de seleção. Como diferentes circuitos podem ter perdas absolutas bastante distintas, é preciso fazer a análise com base na razão entre o valor esperado das perdas e a potência nominal do transformador (PT_b), definido como LP_b :

$$LP_b = 100 \frac{E[L_b]}{PT_b} \quad (21)$$

Nesse caso, enumeram-se os circuitos do maior valor de LP_b para o menor.

4.4.6.3 Ajuste pelo Nível de Informação

A enumeração dada pelos dois itens anteriores tem como intuito escolher os circuitos de BT prioritários para a instalação dos equipamentos de medição. Entretanto, é preciso definir quais UC devem ser elencadas como prioritárias em cada circuito.

Para selecionar as UC, precisa-se considerar o nível de informação disponível acerca dos grupos de consumidores para os quais foram definidas as Curvas de Carga e a Distribuição Weibull. Isto é, são prioritárias as UC que fizerem parte do grupo com o menor número de medições disponíveis para o cálculo de ambas as curvas.

4.4.6.4 Lista Final

Considerando os aspectos supracitados, deve-se listar as sugestões de medições conforme o seguinte critério:

- i. Seleção pela Distribuição de Perdas
- ii. Seleção pelo Nível de Perda

A intenção é que o conjunto do item *i* se torne nulo a medida que possíveis equívocos nos dados forem corrigidos, bem como redução de perdas não técnicas (exemplo furtos de energia). Enquanto, a seleção pelo nível de perda deve-se tornar menos relevante a medida que todos os transformadores dos circuitos BT ou, pelo menos, a maioria dos circuitos tiverem sido medidos. Nesse caso, sugere-se reduzir o percentual de corte de 20% para um valor inferior, como 5% ou até mesmo 0%.

4.5 SÍNTESE DA METODOLOGIA DESENVOLVIDA

A metodologia de identificação de perdas técnicas e não técnicas em redes de distribuição pode ser sumarizada como segue:

- Categorização de cargas consumidoras mediante carregamento, grupo, classe, e/ou segmento de atuação no mercado.
- Medições de consumo, parametrização de distribuições de probabilidade de consumo para cada categoria de consumidor.
- Medição de energia entregue em zona pré-especificada dentro de um período de análise.

- Medição de energia faturada dentro da mesma zona e período.
- Procedimento para obtenção da perda de referência. Cálculo da perda técnica (kWh) realizada no período de análise por meio de subtração simples entre energia entregue e energia faturada.
- Ajuste do modelo computacional considerando as informações advindas do campo, através do fluxo de potência determinístico.
- Cálculo de fluxo de potência probabilístico para a estimação da distribuição de probabilidade de perdas técnicas (kWh) dentro do período de análise. Nos pontos onde qualquer medição não é disponibilizada, amostrar consumo utilizando a parametrização supracitada.
- Comparação cruzada entre distribuição de perdas estimada e perda técnica realizada de forma a indicar possíveis ocorrências de furto.
- Seleção de novos pontos de medição considerando a evolução do cadastro de redes e a evolução da caracterização das cargas.

4.6 CONCLUSÕES

Neste capítulo foram apresentadas as etapas principais que compõem a metodologia para o cálculo das perdas técnicas e estimação das perdas não técnicas nos sistemas de distribuição das CER. Para a realização destes cálculos conforme foi descrito neste capítulo, é evidente a necessidade de uma base de dados com o cadastro completo das redes primárias, redes secundárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados relativos aos consumidores de baixa e média tensão.

Entretanto, a existência de um cadastro detalhado das redes de baixa e média tensão não é uma regra entre as concessionárias brasileiras. Algumas distribuidoras ainda não possuem um cadastro detalhado de suas redes secundárias, apesar de possuírem um bom cadastro das redes primárias, e outras ainda estão trabalhando no sentido de montar a base de dados de suas redes secundárias. Enquanto isso, a necessidade de se calcular as perdas neste segmento faz com que se busquem alternativas para contornar o problema de insuficiência de dados.

Durante o desenvolvimento deste capítulo foram obtidas as seguintes conclusões:

- A metodologia apresentada pode ser implementada com um fluxo de potência determinístico trifilar, onde, para estudos

iniciais, é possível utilizar como carregamento do sistema os dados do consumo médio dos consumidores da rede de BT. Com isto tem-se uma referência sobre o valor das perdas técnicas que apresenta a rede.

- O problema ao se calcular as perdas técnicas usando só dados do histórico do consumo médio, é a possibilidade de obter respostas superdimensionadas, onerando indevidamente a construção de instalações, reformas e ampliações do sistema.
- Dependendo da aplicação, para obter melhores resultados com o FPD, o ideal é a aplicação de um fluxo de potência trifásico, mas para isto é preciso ter informação sobre a geometria da estrutura das redes e outros dados, que atualmente não se encontram cadastrados na base de dados das CER.
- Deve-se observar, porém, que cada permissionária atende regiões geográficas diferentes, com suas particularidades.
- Os resultados do fluxo de potência probabilístico, permitem trabalhar com a incerteza na potência adquirida / consumida, a qual é amostrada com base em distribuições de probabilidade acumuladas. Obtém-se a distribuição estimada de perdas elétricas mensais que permite verificar a consistência da diferença entre energia fornecida e faturada (perda de referência).
- Embora a falta de informações seja um problema crítico entre as permissionárias do sistema FECOERUSC, foi possível construir uma metodologia capaz de identificar perdas técnicas e não técnicas através de aferição de modelos.
- Os procedimentos propostos para a análise de perdas apresentam bom grau de factibilidade, proporcionando às cooperativas a oportunidade de melhorar o conhecimento das suas próprias redes e da caracterização das suas cargas.
- A metodologia para avaliação de perdas técnicas e não técnicas através de medição em dois níveis combinada com análise de redes abre novos caminhos para a pesquisa e o desenvolvimento de soluções de análise considerando a eventual precariedade das informações.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 INTRODUÇÃO

A seguir são apresentados os resultados obtidos a partir da implementação da metodologia desenvolvida. Foram utilizados dados de 5 cooperativas: COOPERA, CERPALO, CEJAMA, COOPERCOCAL E CERAÇA. Em acordo com as tabelas apresentadas no capítulo 3, do total das cooperativas interessadas no desenvolvimento da metodologia, as 5 cooperativas elencadas representam, o 40% do total da energia consumida (GWh), 34% do total de UC atendidas e o 30% da extensão de rede rural (km) onde as CER distribuem energia elétrica.

Os resultados apresentados correspondem à visualização do valor das perdas técnicas obtidas com aplicação do Fluxo de Potência Determinístico nas redes de MT e BT e o Fluxo de Potência Probabilístico aplicado às redes de baixa tensão.

5.2 ESTUDOS DE CASOS NO NÍVEL DETERMINÍSTICO

Nesta seção apresentam-se os resultados obtidos mediante a aplicação do FPD em diferentes alimentadores das cooperativas indicadas acima. O conjunto de redes de eletrificação rural utilizado foi selecionado por apresentarem, dentro das informações disponíveis, uma base cadastral completa, com todas as informações topológicas das redes de média e baixa tensão, tornando possível o cálculo de fluxo de potência, cujos resultados serviram de referência na estimação das perdas não técnicas.

Nos resultados indica-se o valor calculado das perdas em vários níveis no alimentador. Assim, pode-se observar o valor das perdas técnicas calculadas para:

- O alimentador por inteiro com valores separados por fase;
- De acordo ao segmento no alimentador: transformadores de distribuição, circuito de MT ou circuito de BT e;
- Perdas por fase para cada um dos segmentos.

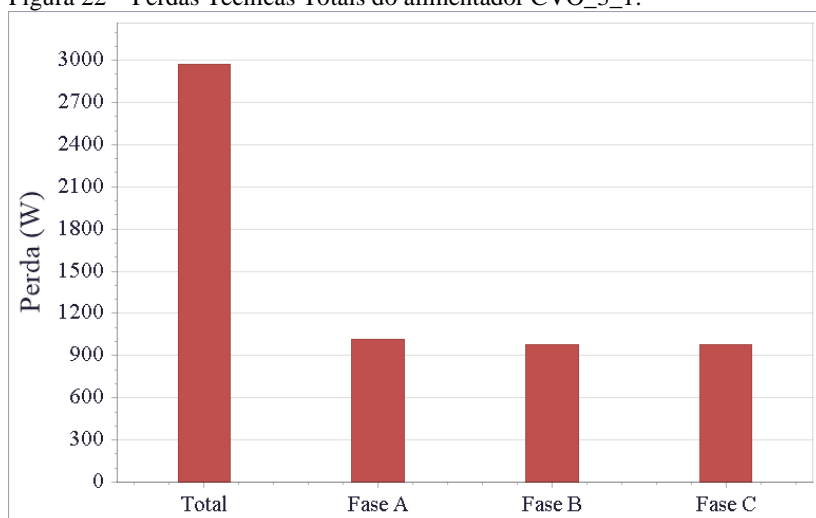
Outro tipo de resultado apresentado corresponde aos Diagramas de Pareto, nos quais é possível identificar a participação de cada circuito de BT ou transformador de distribuição nas perdas técnicas totais da rede de MT. Este tipo de resultado permite concluir acerca de quais são os circuitos que mais contribuíram para as perdas totais no alimentador, consequentemente, possibilita a identificação de possíveis pontos de

medição importantes para o melhoramento do cálculo da perda técnica, cálculo da perda de referência e estimação das perdas não técnicas.

▪ *COOPERA (Alimentadores CVO_3_1 e FSC_2_4)*

Nas Figuras 22 à 29 observa-se o valor das perdas técnicas calculadas para o alimentador identificado como CVO_3_1. O circuito é composto por 66 nós na rede de MT, 15 transformadores de distribuição com 37 UC distribuídas ao longo do circuito. O alimentador tem uma tensão de conexão de 13,8 kV.

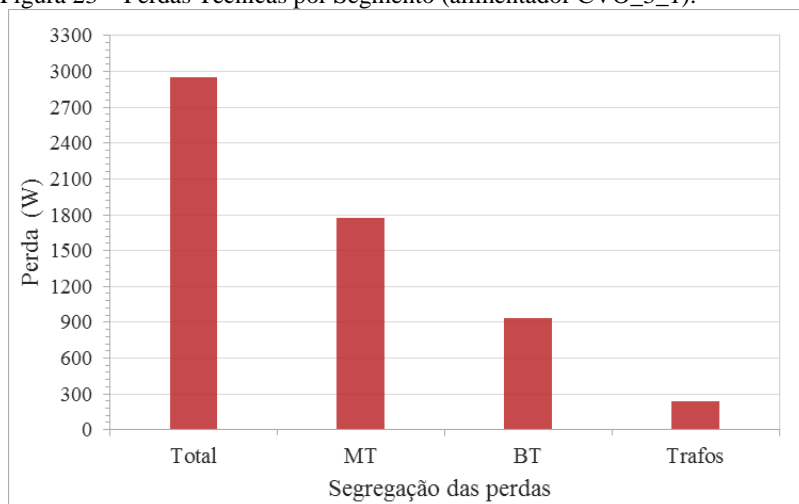
Figura 22 – Perdas Técnicas Totais do alimentador CVO_3_1.



Fonte: Autor.

Na Figura 22 apresenta-se o valor obtido para as perdas técnicas através de fluxo de potência trifásico aplicado no alimentador completo. Através deste resultado observa-se o valor da perda total do circuito de aproximadamente 3 kW, o qual inclui as perdas no circuito de MT, BT e transformadores de distribuição e, o valor da perda total calculado para cada uma das fases, que neste circuito apresentou um resultado bastante equilibrado, destacando o balanço de carga entre as fases. Estas informações foram retiradas diretamente da base de dados das cooperativas.

Figura 23 – Perdas Técnicas por Segmento (alimentador CVO_3_1).



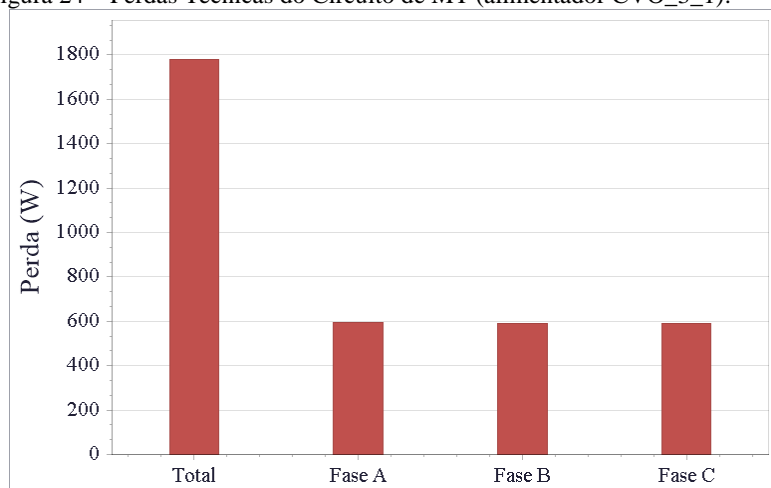
Fonte: Autor.

Na Figura 23, pode-se comparar os resultados obtidos para as perdas técnicas de acordo com o segmento em que elas ocorrem. O resultado para o segmento “MT” da Figura 23, consiste da perda técnica calculada nos diversos segmentos do circuito de rede MT, o que corresponde a aproximadamente 60% da perda total verificada para a alimentador. Observa-se que foi desconsiderada a perda nos transformadores e nos circuitos de BT.

A distribuição das perdas nos demais segmentos são agrupadas no segmento de baixa tensão, considerando transformadores e redes. Este segmento agrupado corresponde a 40% da perda calculada para o alimentador. Contudo, quando se desagrega a perda na rede de BT da perda existente no transformador, observa-se uma diferença de aproximadamente 100 W, permitindo a conclusão que para este circuito as perdas na rede de BT são mais significativa que as perdas no transformador. Uma inspeção de campo corrobora com a conclusão, dado que o circuito possui grande quantidade de UC e significativa extensão de rede.

Nas seguintes figuras é possível observar para cada um dos diferentes segmentos indicados na Figura 23 (MT, BT e Trafos), o valor das perdas obtido através do fluxo de potência trifilar e o valor de perda para cada uma das fases que compõem os circuitos.

Figura 24 – Perdas Técnicas do Circuito de MT (alimentador CVO_3_1).

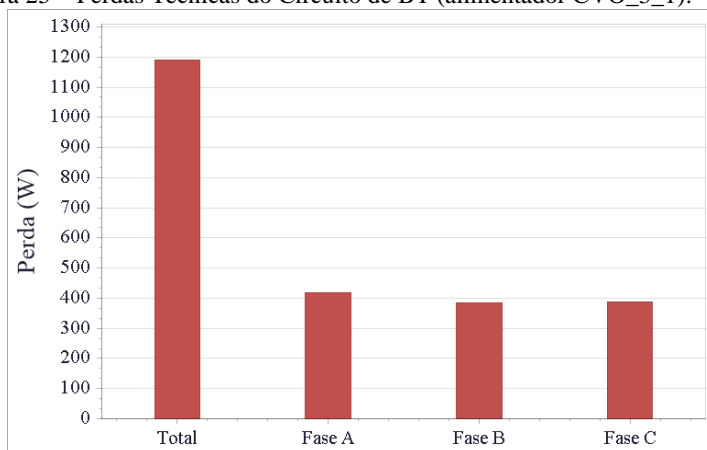


Fonte: Autor.

Uma vez mais o equilíbrio de cargas nas fases é observado na desagregação das perdas determinísticas da MT. Para circuitos de distribuição, onde há a existência de cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas, observa-se uma falta de aderência à realidade na caracterização da carga. Os modelos computacionais ficam prejudicados com esta discrepância na modelagem. Contudo, para o contexto de avaliação inicial das perdas determinísticas, o objetivo é alcançado, pois neste ponto da metodologia deseja-se apenas ter uma noção da distribuição das cargas e da sua verdadeira caracterização.

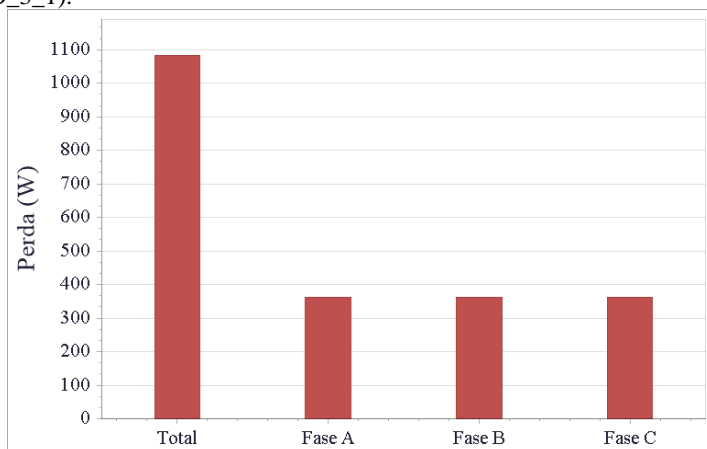
Para a avaliação da desagregação das perdas determinísticas na rede de BT, nota-se um ligeiro desequilíbrio na fase A, onde as perdas apresentam valores de 410 W enquanto as fases B e C apresentam valores de 390 W. Embora seja uma pequena diferença, pode-se ressaltar que a medida que há aproximação das cargas da BT, poder-se-á encontrar maior desequilíbrio, retratando uma melhor caracterização de carga.

Figura 25 – Perdas Técnicas do Circuito de BT (alimentador CVO_3_1).



Fonte: Autor.

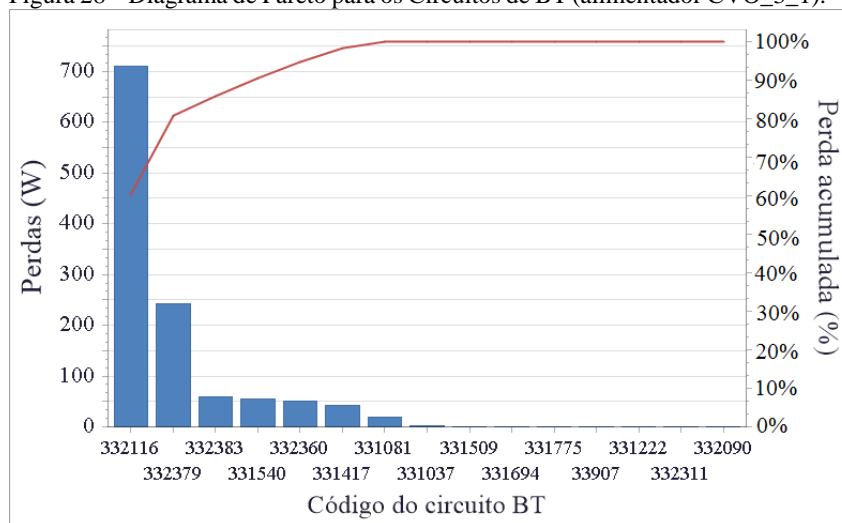
Figura 26 – Perdas Técnicas nos Transformadores de Distribuição (alimentador CVO_3_1).



Fonte: Autor.

Na desagregação das perdas determinísticas para os transformadores, a ligeira diferença entre as fases desapareceu. De fato, era esperado a manutenção deste ligeiro desequilíbrio refletido no transformador. Contudo, o modelo utilizado para a determinação da perda no transformador é baseado em um equivalente monofásico, o que força a apresentação de equilíbrio entre as fases do transformador. Na

Figura 28 – Diagrama de Pareto para os Circuitos de BT (alimentador CVO_3_1).



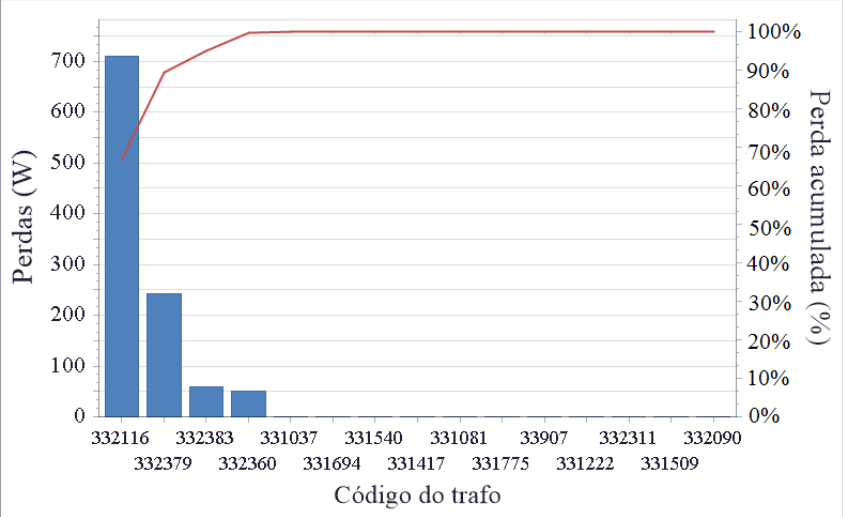
Fonte: Autor.

Na avaliação por circuito de BT, observa-se que os circuitos 332116 e 332379 são os responsáveis por aproximadamente 930 W de perdas no circuito alimentador CVO_3_1. Esta identificação possibilita apontar estes dois circuitos como potenciais circuitos para aplicação da metodologia probabilística.

Estas ocorrências de perdas determinísticas podem ser indicativos de problemas maiores, quando se compara com os demais circuitos de BT do alimentador. Contudo, deve-se destacar que a avaliação determinística não fornece indícios suficientes para identificar a presença de perdas não técnicas. Através deste tipo de análise apenas verifica-se a contribuição do circuito para as perdas totais, e não as causas para esta contribuição. Notadamente, estes circuitos poderão ser apenas os maiores circuitos de BT do alimentador, e por isso os que mais contribuem para as perdas.

A análise da desagregação determinística das perdas técnicas nos transformadores, apresentada na Figura 29, confirma a importância dos circuitos 332116 e 332379 para as perdas totais do alimentador. Contudo destaca-se que apenas quatro transformadores aparecem na avaliação da Figura 29, podendo-se concluir a importância das redes de BT para as perdas totais. Enquanto na Figura 28 observa-se 7 circuitos relevantes para perdas, na Figura 29 observa-se apenas 4 na avaliação de Pareto.

Figura 29 – Diagrama de Pareto para os Transformadores de Distribuição (alimentador CVO_3_1).



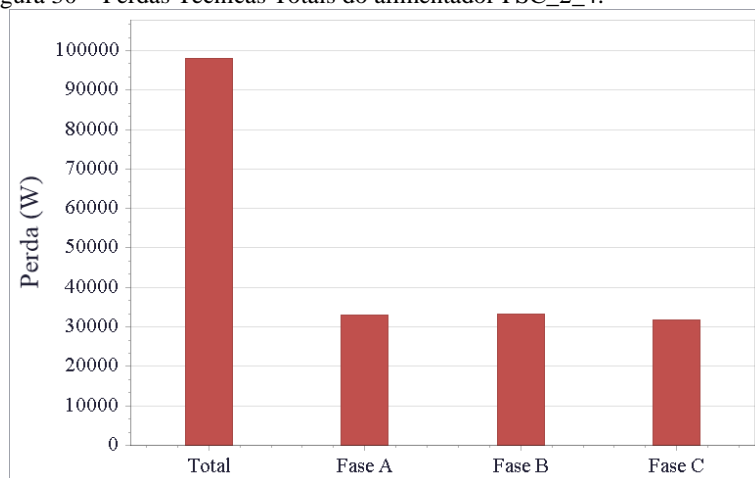
Fonte: Autor.

Nota-se que as Figuras 28 e 29 são diferentes, a indicação dada no eixo das abscissas tem a mesma nomenclatura porque os circuitos de BT são identificados pelo código do transformador ao qual estão conectados.

As Figuras 30 à 37 apresentam o valor das perdas técnicas calculadas para o alimentador FSC_2_4. O circuito é composto por 908 nós de MT, 82 transformadores de distribuição com 567 UC distribuídas ao longo dos circuitos. O alimentador tem uma tensão de conexão de 13,8 kV.

Os resultados são apresentados na mesma ordem que o caso anterior. Pode-se observar então, nas Figuras 30 e 31, o valor das perdas técnicas totais e de cada um dos segmentos. Apresenta-se nas Figuras 32, 33 e 34 o resultado do FPD, trifilar e por fase para as perdas técnicas nos diferentes segmentos.

Figura 30 – Perdas Técnicas Totais do alimentador FSC_2_4.

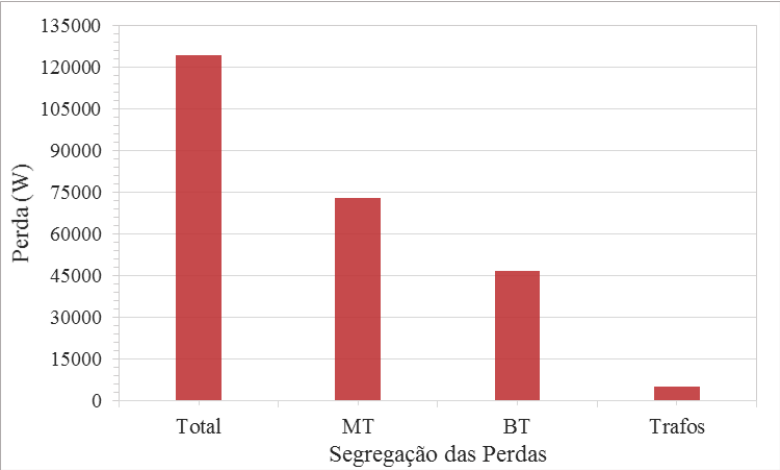


Fonte: Autor.

Na Figura 30 observa-se o resultado obtido para o valor da perda total do circuito, que é de aproximadamente 98 kW. Este valor inclui as perdas no circuito de MT, BT e transformadores de distribuição. Este montante de perdas equivale a potência de um transformador de distribuição de 112,5 kVA com carregamento inferior a 100 kW, ou seja, perde-se neste circuito o equivalente a um circuito de BT. Apresenta-se, o valor da perda total calculado para cada uma das fases, que neste circuito pode ser considerado equilibrado. Embora, se identifique uma pequena diferença para o valor das perdas na Fase C, é possível destacar através do resultado observado, a existência de um balanço de carga entre as fases.

Na Figura 31, pode-se comparar os resultados obtidos para as perdas técnicas em acordo com o segmento de rede. O resultado para o segmento MT da Figura 31, corresponde a aproximadamente 72% da perda total verificada para o alimentador. A distribuição das perdas nos demais segmentos são agrupadas no segmento de baixa tensão, considerando transformadores e redes. Este segmento agrupado corresponde a 28% da perda calculada para o alimentador. No entanto, quando se desagrega a perda na rede de BT da perda existente no transformador, observa-se uma diferença de aproximadamente 1 kW, permitindo a conclusão que para este circuito as perdas na rede de BT são mais significativas que as perdas no transformador.

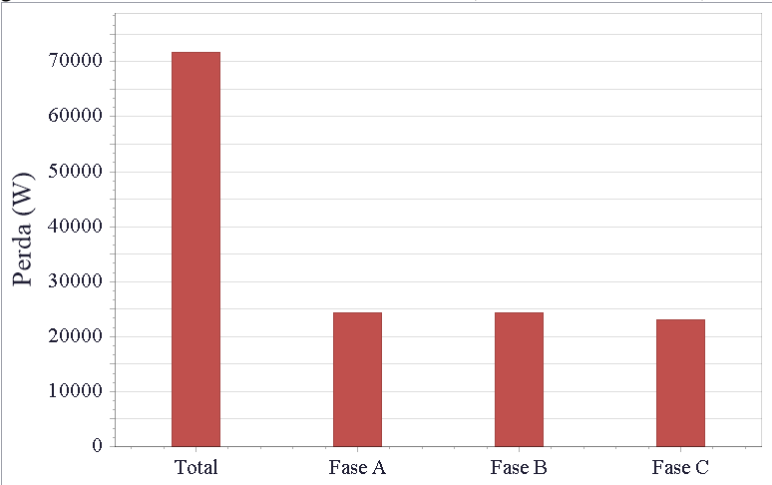
Figura 31 – Perdas Técnicas por Segmento (alimentador FSC_2_4).



Fonte: Autor.

Para a avaliação da desagregação das perdas determinísticas na rede de MT, BT e transformadores, apresentam-se nas Figuras 32, 33 e 34 os resultados obtidos para o valor das perdas totais e por fases.

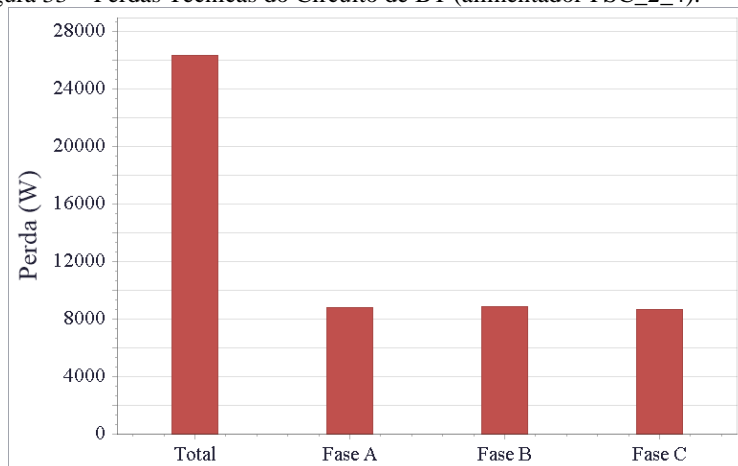
Figura 32 – Perdas Técnicas do Circuito de MT (alimentador FSC_2_4).



Fonte: Autor.

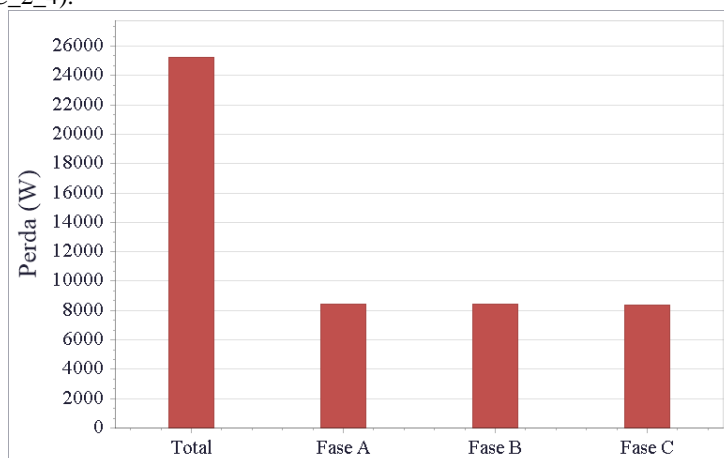
Nas perdas técnicas do circuito MT nota-se um ligeiro desequilíbrio na fase C, onde as perdas apresentam valores de 24 kW, enquanto as fases A e B apresentam valores de 25 kW. Embora seja uma pequena diferença em relação ao valor das perdas totais, aproximadamente de 1,3%, é necessário destacar a importância da caracterização das cargas.

Figura 33 – Perdas Técnicas do Circuito de BT (alimentador FSC_2_4).



Fonte: Autor.

Figura 34 – Perdas Técnicas nos Transformadores de Distribuição (alimentador FSC_2_4).



Fonte: Autor.

Na desagregação das perdas técnicas do circuito de BT e dos transformadores observa-se que o valor de perdas nas fases encontra-se equilibrado. Como mencionado anteriormente, o equilíbrio apresentado no cálculo das perdas técnicas nas fases do transformador é dado pelo modelo utilizado para a determinação da perda no transformador, o qual baseia-se em um equivalente monofásico.

Figura 35 – Diagrama de Pareto para o Circuito de MT (alimentador FSC_2_4).

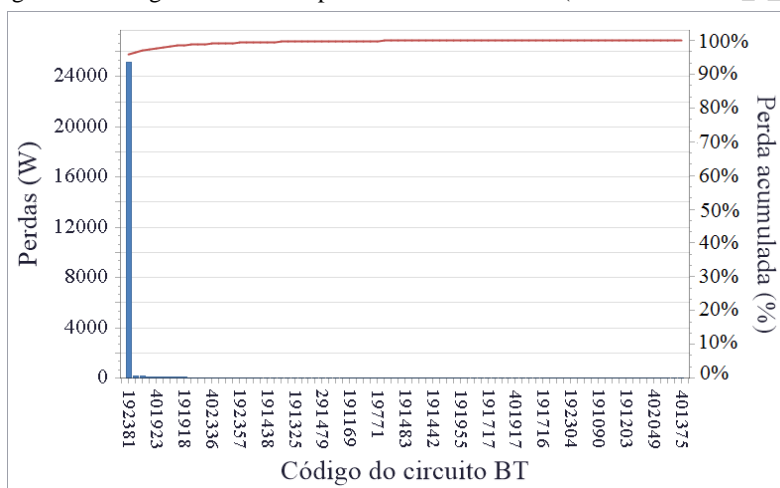


Fonte: Autor.

O Diagrama de Pareto apresentado na Figura 35, permite observar a contribuição das perdas técnicas através dos trechos de rede do circuito de MT. Uma inspeção nos dados da rede de MT, na base de informações utilizada na realização do FPD, corrobora com a conclusão que os trechos mais distantes da fonte são os de menor contribuição para perdas, pois possuem níveis de corrente pouco significativos.

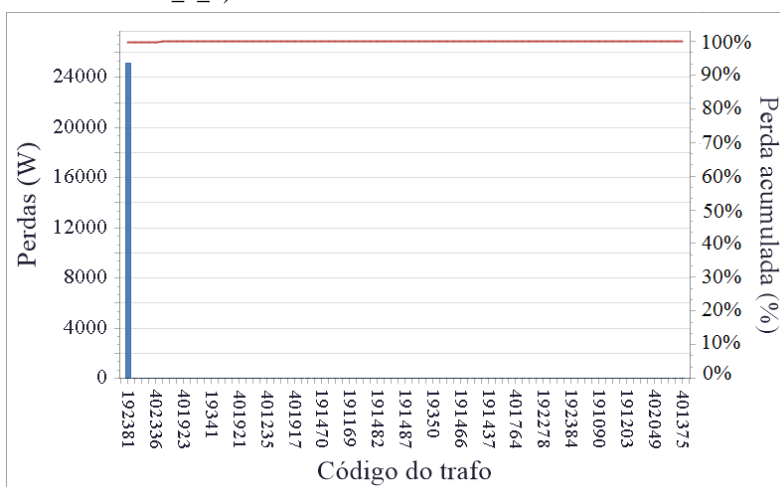
Nota-se na Figura 35, que pelo tamanho do circuito de MT, há uma maior quantidade de trechos participando no montante das perdas.

Figura 36 – Diagrama de Pareto para os Circuitos de BT (alimentador FSC_2_4).



Fonte: Autor.

Figura 37 – Diagrama de Pareto para os Transformadores de Distribuição (alimentador FSC_2_4).



Fonte: Autor.

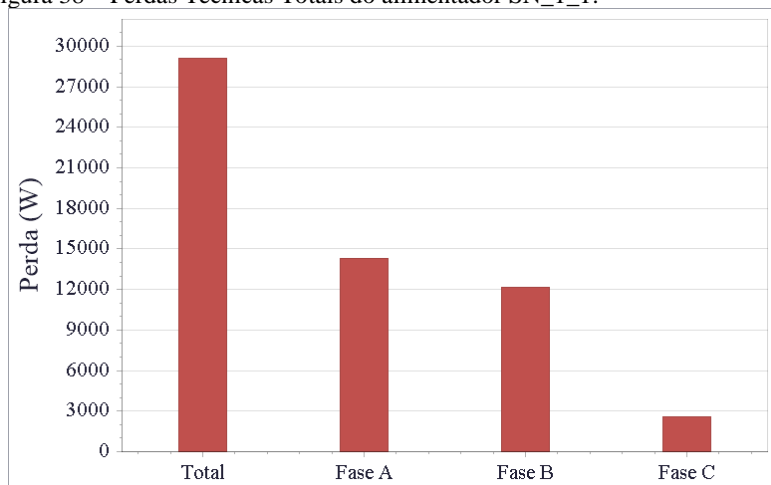
Com os resultados apresentados no diagrama de pareto das Figuras 36 e 37, pode-se observar a enorme contribuição para as perdas técnicas do circuito de BT identificado com o código 192381. De acordo com o

resultado apresentado verifica-se uma perda de 25 kW, perfazendo aproximadamente 90% do total das perdas do circuito. Neste caso é fácil notar que este nível de perda deve estar associado a um erro cadastral.

▪ *CERAÇA (Alimentador SN_1_1)*

Nas Figuras 38 à 44 observa-se o valor das perdas técnicas calculadas para o alimentador SN_1_1. O circuito é composto por 1606 nós na rede de MT, 330 transformadores de distribuição com 1308 UC distribuídas ao longo do circuito. O alimentador tem uma tensão de conexão de 23,1 kV.

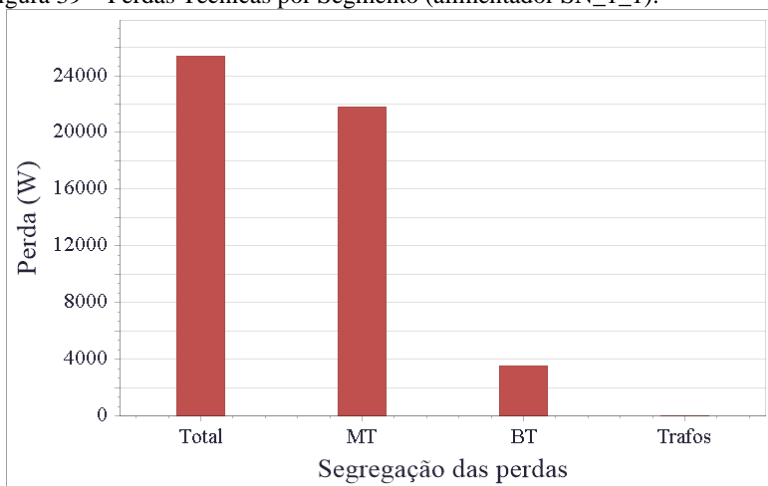
Figura 38 – Perdas Técnicas Totais do alimentador SN_1_1.



Fonte: Autor.

Na Figura 38, apresenta-se as perdas totais calculadas para o alimentador SN_1_1. Nos resultados apresentados é possível observar grandes diferenças no valor das perdas técnicas calculadas por fase. Isto acontece pelas características apresentadas na configuração de algumas redes de eletrificação rural, onde é comum não ter um equilíbrio na distribuição da carga nas diferentes fases. Adicionalmente, este tipo de resultado poderá ser consequência de erros no cadastro.

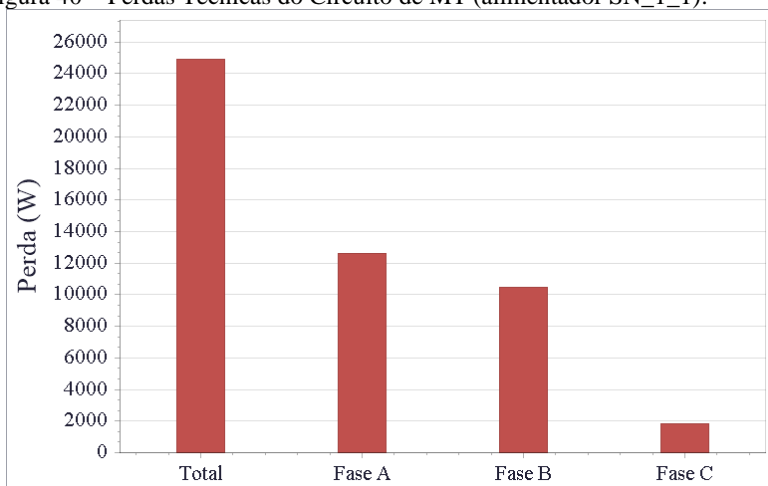
Figura 39 – Perdas Técnicas por Segmento (alimentador SN_1_1).



Fonte: Autor.

Observa-se na Figura 39 o valor das perdas técnicas nos diferentes segmentos do alimentador, onde o circuito de MT contribui com aproximadamente 85% das perdas e o circuito de BT com aproximadamente 14%. Nota-se o baixo valor de perdas técnicas dada pelos transformadores.

Figura 40 – Perdas Técnicas do Circuito de MT (alimentador SN_1_1).

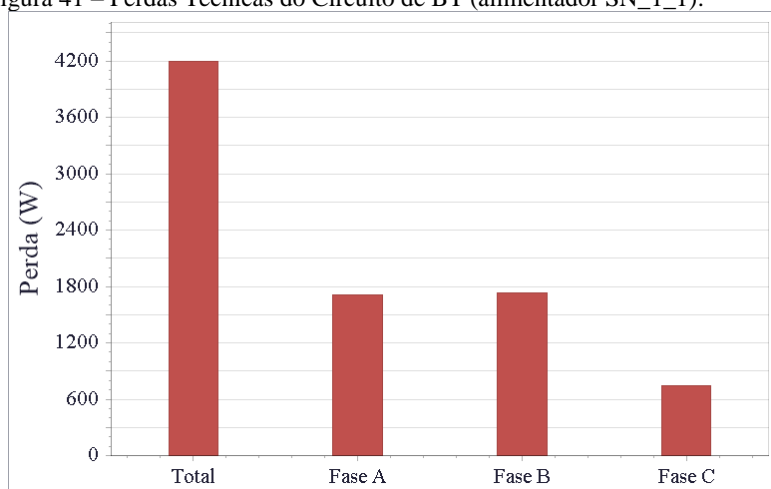


Fonte: Autor.

Na Figura 40 apresenta-se a desagregação das perdas técnicas do circuito de MT. Nota-se o desequilíbrio nas fases, onde as perdas apresentam valores de 13 kW na fase A, enquanto as fases B e C apresentam valores de 10,5 kW e 2 kW, respectivamente. Observa-se que a menor contribuição é dada pela fase C. Neste caso é fácil notar a característica desequilibrada das cargas rurais.

A Figura 41 apresenta os resultados para as perdas determinísticas nos circuitos de BT. Neste caso, a diferença entre as perdas da fase A e B são menores, e a Figura 41 indica que ambas tem um valor de aproximadamente 1,7 kW. A fase C se mantém com uma baixa contribuição nas perdas totais, aproximadamente 750 W ou 18%.

Figura 41 – Perdas Técnicas do Circuito de BT (alimentador SN_1_1).

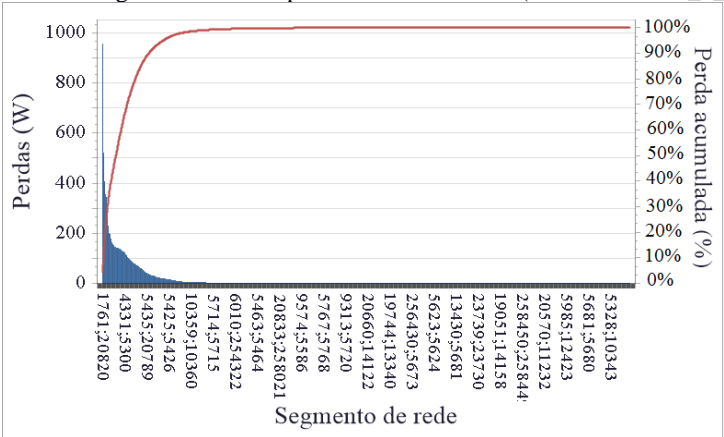


Fonte: Autor.

No resultado dado pelos diagramas de Pareto, ao contrário do caso anterior, este alimentador apresenta vários segmentos de rede de MT, circuitos de BT e transformadores de distribuição com um aporte significativo nos valores das perdas técnicas. Contudo, é possível identificar ainda circuitos com maior destaque, como o caso do circuito 3549013, que aparece tanto no Diagrama de Pareto dos circuitos de BT como no Pareto dos transformadores, no início do eixo da Figura 43 e da Figura 44. Entretanto, a análise da desagregação determinística das perdas técnicas nos transformadores, apresentada na Figura 44, permite observar o valor de perda técnica do transformador 3549013, de aproximadamente

5,6 W. Novamente é fácil notar problemas cadastrais ligados a este nível de perda.

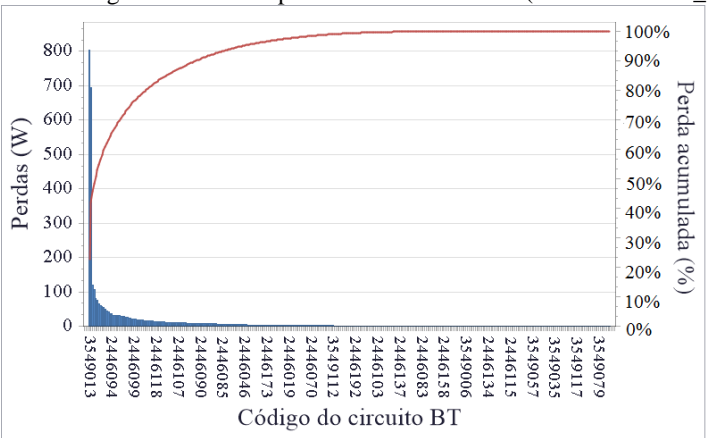
Figura 42 – Diagrama de Pareto para o Circuito de MT (alimentador SN_1_1).



Fonte: Autor.

Segundo o ilustrado na Figura 43, o valor da perda técnica do circuito de BT, identificado por este mesmo código, é de 800 W, o que corrobora os resultados apresentados nas primeiras figuras, onde a perda dos transformadores tem uma porcentagem muito baixa nas perdas totais do alimentador.

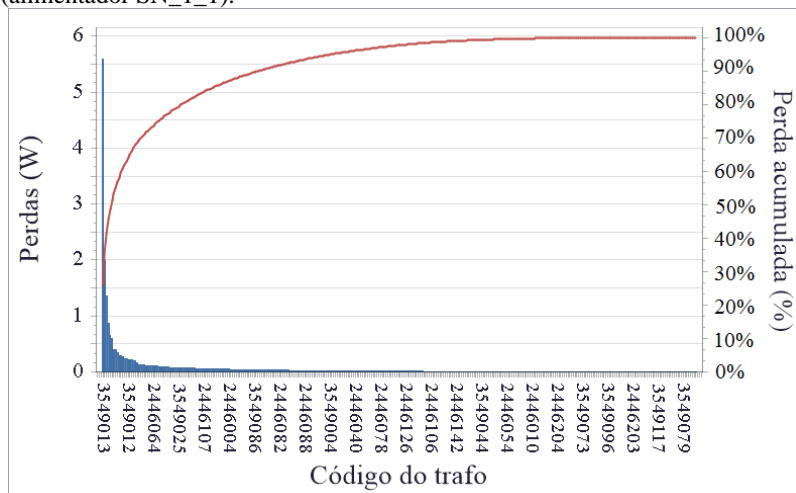
Figura 43 – Diagrama de Pareto para os Circuitos de BT (alimentador SN_1_1).



Fonte: Autor.

É importante destacar e lembrar que através deste tipo de análise apenas verifica-se a contribuição do circuito para as perdas totais, e não as causas para esta contribuição. A avaliação determinística não fornece indícios suficientes para identificar a presença de perdas não técnicas. No caso, este circuito poderá ser apenas o maior circuito de BT do alimentador, e por isso o que mais contribui para as perdas.

Figura 44 – Diagrama de Pareto para os Transformadores de Distribuição (alimentador SN_1_1).



Fonte: Autor.

5.2.1 Síntese da análise dos Resultados obtidos no nível Determinístico

A partir dos resultados obtidos com a aplicação do FPD em 3 alimentadores foi possível identificar características semelhantes no comportamento das perdas técnicas apresentadas pelos diferentes circuitos e segmentos de rede analisados, embora pertençam a diferentes CER.

Verificou-se que o circuito de MT é o segmento que mais contribui nas perdas técnicas nos alimentadores estudados, este resultado apareceu na maioria dos estudos realizados.

Nos resultados apresentados é possível observar grandes diferenças no valor das perdas técnicas calculadas por fase. Isto acontece

pelas características apresentadas na configuração de algumas redes de eletrificação rural, onde é comum não ter um equilíbrio na distribuição da carga nas diferentes fases. Adicionalmente, este tipo de resultado poderá ser consequência de erros no cadastro.

Para circuitos de distribuição, onde há a existência de cargas trifásicas, bifásicas e monofásicas, observa-se uma falta de aderência à realidade na caracterização da carga. Os modelos computacionais ficam prejudicados com esta discrepância na modelagem. Contudo, para o contexto de avaliação inicial das perdas determinísticas, o objetivo é alcançado, pois neste ponto da metodologia deseja-se apenas ter uma noção da distribuição das cargas e da sua verdadeira caracterização.

Destaca-se a importância dos Diagramas de Pareto na análise dos resultados, o qual permitem identificar circuitos de BT e transformadores de distribuição com maiores contribuições nas perdas totais do alimentador.

O elevado valor de perdas determinísticas em um determinado circuito de BT pode ser indicativo de problemas maiores, quando se compara com os demais circuitos de BT do alimentador. Contudo, deve-se destacar que a avaliação determinística não fornece indícios suficientes para identificar a presença de perdas não técnicas. Através deste tipo de análise apenas verifica-se a contribuição do circuito para as perdas totais, e não as causas para esta contribuição.

5.3 ESTUDOS DE CASOS NO NÍVEL PROBABILÍSTICO

A seguir são expostos os resultados obtidos com a implementação da metodologia em relação ao fluxo de potência probabilístico. O FPP foi aplicado em redes de BT identificadas pelo código do transformador das quais se ramificam. No total apresentam-se resultados para 6 circuitos de BT, e em cada resultado indicam-se a CER e o alimentador ao qual pertence.

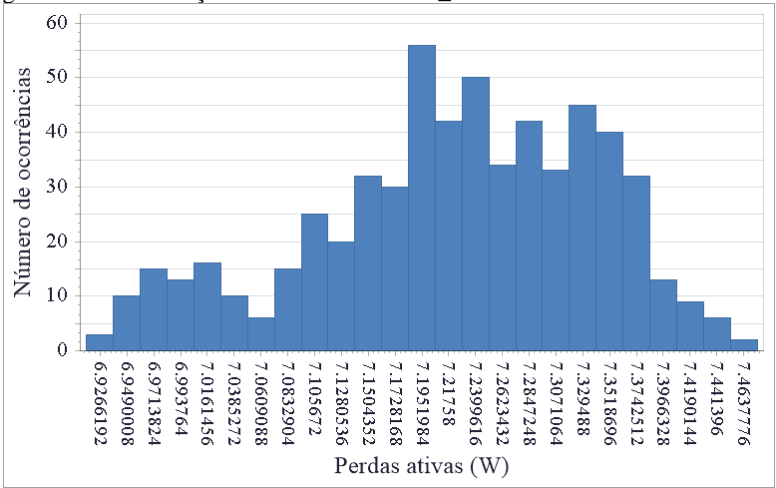
Nos casos apresentados ainda não foi indicado o valor da perda de referência advinda das medições. Pode-se observar então só o resultado obtido para o cálculo da curva de distribuição das perdas técnicas (caracterização probabilística), calculadas para 8 dias x 24 horas e 600 amostras.

▪ *COOPERA*: alimentador CVO_3_1

Na Figura 45 observa-se a distribuição das perdas técnicas para o circuito de BT identificado como Trafo_331081. O circuito é composto por 40 nós e 15 UC.

O tamanho do circuito possibilita uma noção de dimensão das perdas, ou da variação de perdas encontrado nesta caracterização. Observa-se neste circuito uma variação de perdas entre 6,9 W e 7,4 W. De fato, para um circuito com 15 UC, o nível de perdas parece ser muito baixo, o que leva a conclusão de defeitos na caracterização devido a problemas no cadastro (dados dos condutores) ou na caracterização das cargas.

Figura 45 – Distribuição das Perdas do Trafo_331081.

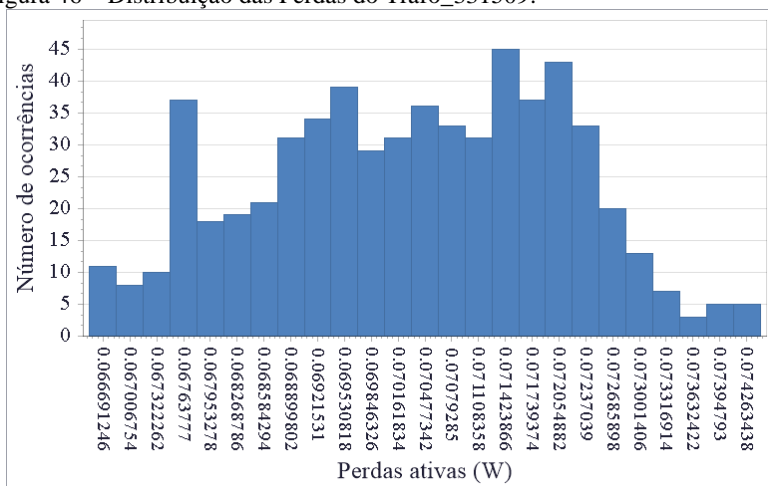


Fonte: Autor.

Na Figura 46 apresenta-se a distribuição das perdas técnicas para o circuito de BT identificado como Trafo_331509. O circuito é composto por 5 nós e 1 UC.

A variação da caracterização das perdas não atinge 1 W. Neste caso, tem-se apenas 1 consumidor no circuito, o que poderá acarretar em uma perda realmente baixa. Este circuito poderia ser considerado de pouco interesse para avaliação, pois é simples verificar que as perdas serão insignificantes, devido a ausência de rede para alimentar esta UC.

Figura 46 – Distribuição das Perdas do Trafo_331509.

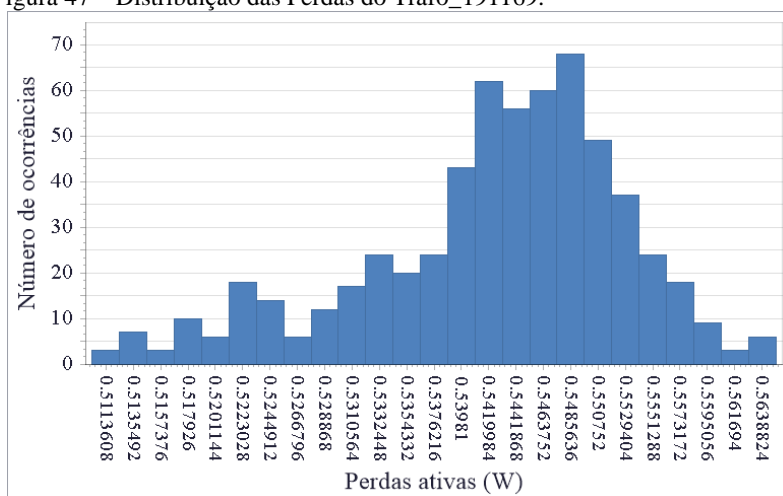


Fonte: Autor.

▪ **COOPERA:** alimentador FSC_2_4

Na Figura 47 observa-se a distribuição das perdas técnicas para o circuito de BT identificado como Trafo_191169. O circuito é composto por 19 nós e 5 UC.

Figura 47 – Distribuição das Perdas do Trafo_191169.

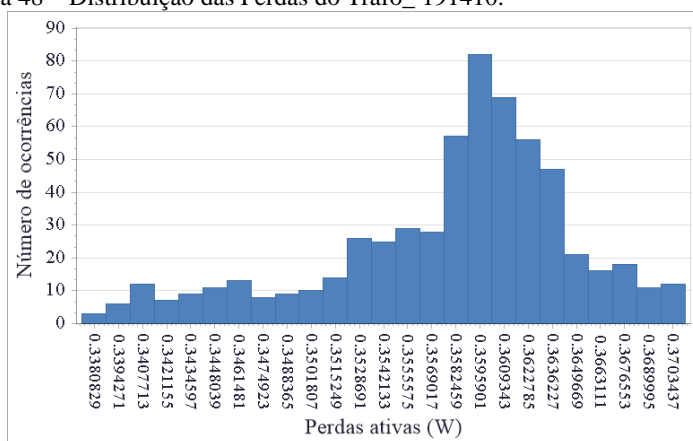


Fonte: Autor.

Neste caso de estudo, a variação da caracterização das perdas também não atinge 1 W. Como este resultado é um valor de perda pequeno para um circuito composto por 19 nós e 5 UC, pode-se dizer que o resultado certamente encontra-se afetado pela existência de problemas de cadastro nos dados da rede ou nos arquivos utilizados para caracterização da carga.

A Figura 48 permite observar a distribuição das perdas técnicas para o circuito de BT identificado como Trafo_191410. O circuito é composto por 29 nós e 7 UC.

Figura 48 – Distribuição das Perdas do Trafo_ 191410.



Fonte: Autor.

Observa-se neste circuito uma variação de perdas entre 0,33 W e 0,37 W. Como foi mencionado no início da seção, este valor baixo de perdas, leva a conclusão de defeitos na caracterização devido a problemas no cadastro (dados dos condutores) ou na caracterização das cargas.

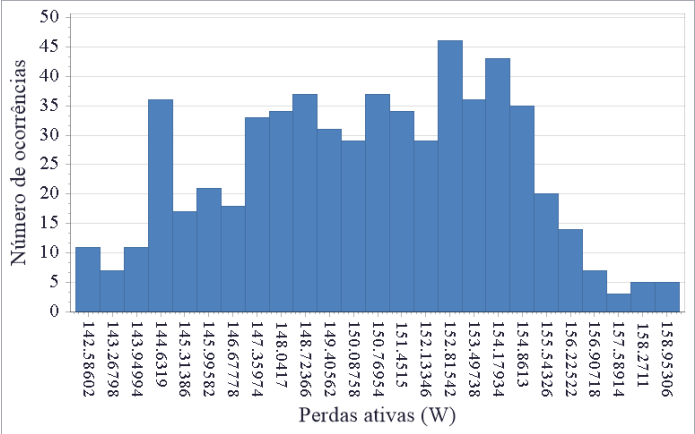
▪ CERAÇA: alimentador SN_1_1

Na Figura 49 observa-se a distribuição das perdas técnicas para o circuito de BT identificado como Trafo_3549013. O circuito é composto por 95 nós e 82 UC.

A partir do resultado que apresenta-se na Figura 49, pode-se definir para esta caracterização, uma variação de perdas entre 142,5 W e 158,9 W. Utilizando a informação sobre o tamanho do circuito e quantidade de UC, para ter uma referência sobre o valor de perdas obtido, pode-se dizer

que este resultado também não está aderente à realidade. De fato, para o circuito com 82 UC qualquer valor de perda inferior a 1000 W poderá não estar aderente à realidade.

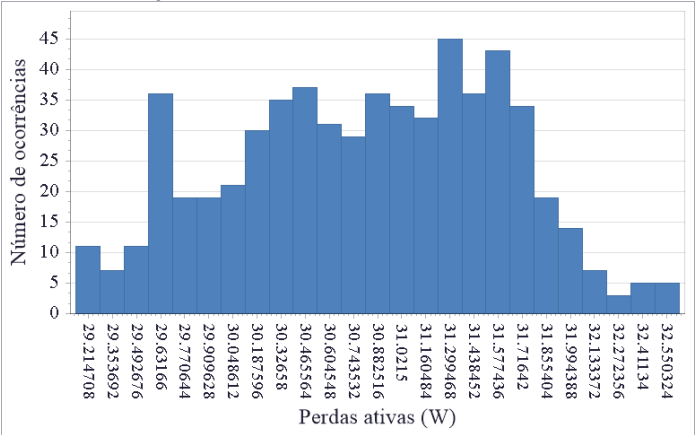
Figura 49 – Distribuição das Perdas do Trafo_3549013.



Fonte: Autor.

Na Figura 50 observa-se a distribuição das perdas técnicas para o circuito de BT identificado como Trafo_3549070. O circuito é composto por 46 nós e 28 UC.

Figura 50 – Distribuição das Perdas do Trafo_3549070.



Fonte: Autor.

Neste caso, tem-se uma variação de perdas entre 29,2 W e 32,5 W. Pode-se concluir que os resultados obtidos através da caracterização são também muito baixos para o tamanho do circuito analisado e quantidade de UC.

Dos casos estudados, muitos apresentaram resultados com falta de aderência à realidade. Na análise dos resultados recomenda-se então verificar os dados utilizados na implementação do FPD, ou seja, a informação relacionada com a base de dados das redes. Além disso, é preciso verificar os dados advindos da campanha de medições para assim garantir a obtenção de uma boa caracterização da carga.

5.4 ESTIMATIVA SOBRE A EXISTÊNCIA DE PERDA NÃO TÉCNICA

5.4.1 Estudo de casos de Circuitos de BT com Medição na saída do Transformador

Nesta seção apresentam-se resultados obtidos ao aplicar a metodologia para estimar a existência ou não de perda não técnica, fazendo uso das informações obtidas de campanha de medições realizadas na saída de transformadores de distribuição.

Com este tipo de medição só é possível estimar o valor da perda de referência do circuito de BT, pela diferença do valor da energia fornecida e a energia consumida. Para isto, fazendo uso da informação coletada no equipamento de medição (analisador) conectado na saída do transformador foi calculada a energia fornecida ao circuito de BT. O valor de energia consumida pelas UC do conjunto, foi obtida através da informação coletada nos medidores tradicionais (eletromecânicos) de cada UC no início e no final da campanha de medição.

Foi realizado o cálculo da distribuição das perdas técnicas para 4 circuitos de rede de BT. Como os dados de energia fornecidos correspondiam a medições feitas durante uma semana, o fluxo de potência probabilístico foi testado para obter resultados das perdas técnicas de 24 horas x 7 dias.

A informação sobre a cooperativa, identificação do circuito de BT, data de medição, valor de energia medida, valor de energia coletado e perda de referência, para cada circuito analisado, apresentam-se de maneira concisa na Tabela 19.

Tabela 19 – Dados de Medição e Circuitos BT analisados.

Cooperativa	COOPERA	COOPERCOCAL	CEJAMA	CERPALO
Alimentador	FSC_1_1	USA_6	EMO1_1_1	PLO1_2_4
Código do Transformador	Trafo_291838	Trafo_401	Trafo_1189	Trafo_722
Data início da medição	15/08/2013	29/01/2013	02/05/2013	17/01/2013
Data final da medição	23/08/2013	06/02/2013	10/05/2013	25/01/2013
Nº de dias	8	8	8	8
Energia Consumida [kWh]	4155,000	1281,000	204,500	568,000
Energia do analisador [kWh]	4200,749	1423,248	213,079	724,781
Perda Referência [kWh]	45,749	142,248	8,579	156,781

Fonte: Autor.

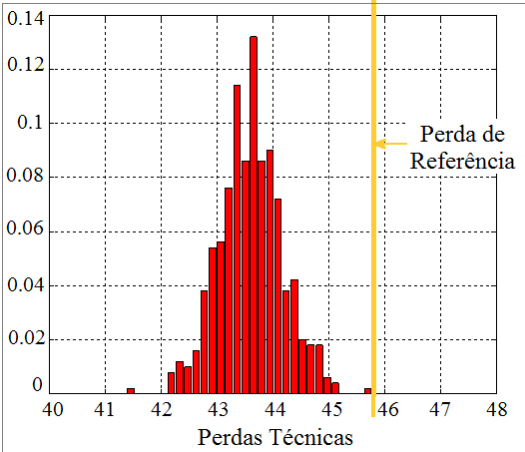
Os circuitos de BT utilizados têm a seguintes características:

- Trafo_291838: formada por 110 nós e 78 UC;
- Trafo_401: formado por 32 nós e 27 UC;
- Trafo_1189: formado por 23 nós e 7 UC e;
- Trafo_722 é formado por 13 nós e 8 UC.

Nas Figuras 51 à 54, podem-se observar os resultados obtidos. Apresentam-se para cada circuito de BT a curva de distribuição das perdas técnicas junto com a indicação da perda de referência.

Observa-se que para o circuito do transformador 291838 a perda de referência coincide com uma realização da caracterização probabilística das perdas técnicas, realizada através do FPP. O nível de 46 W de perdas para um circuito com 78 UC poderá ser considerado baixo em uma análise preliminar. Contudo, quando se caracteriza apenas perdas ôhmicas, como neste caso, as perdas podem ter ordem de grandeza de baixa monta. Dessa forma, identifica-se este circuito com baixa probabilidade de existência de perdas não técnicas.

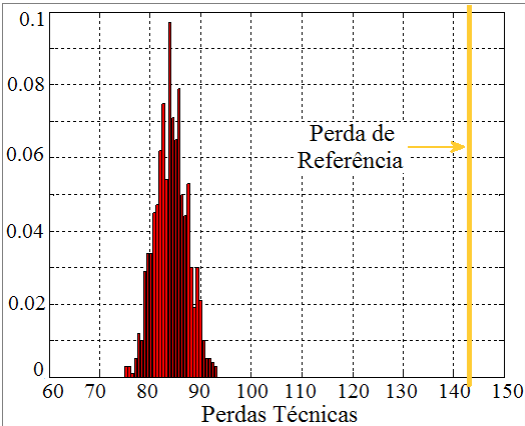
Figura 51 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_291838.



Fonte: Autor.

Na Figura 52, apresenta-se o resultado para o circuito do transformador 401. A variação de perda técnica obtido entre 75 W e 95 W através do FPP, pode ser considerado aceitável num circuito com 27 UC. Entretanto, observa-se que a perda de referência encontra-se por fora da distribuição das perdas, indicando a necessidade de ajuste entre o modelo computacional e a realidade da rede.

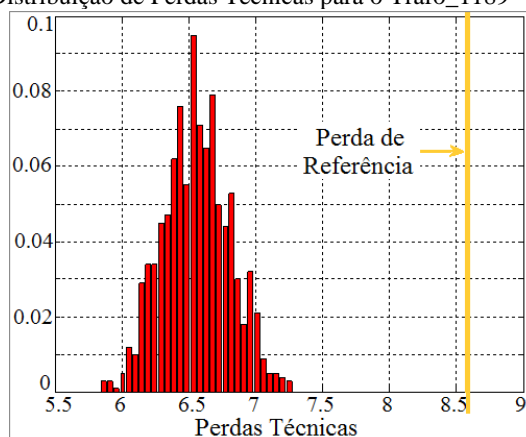
Figura 52 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_401.



Fonte: Autor.

A distribuição de perdas obtida para o circuito do transformador 1189, mostra um resultado similar com o caso anterior, onde a perda de referência fica fora da curva de perdas, resultado que indica que neste circuito tem-se uma necessidade de ajustar o modelo computacional à realidade.

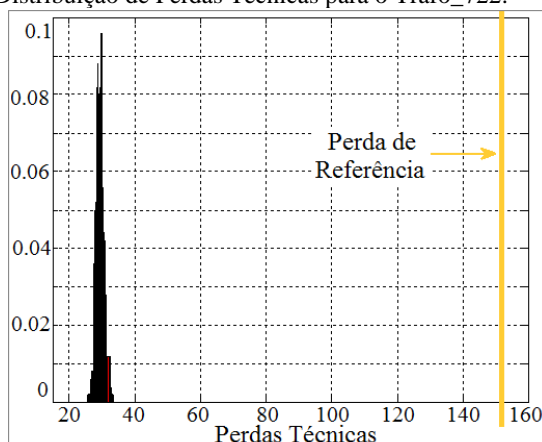
Figura 53 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_1189



Fonte: Autor.

Na figura 54 apresenta-se o resultado obtido para a estimação das perdas não técnicas no circuito do transformador 722.

Figura 54 – Distribuição de Perdas Técnicas para o Trafo_722.



Fonte: Autor.

Observa-se no resultado da Figura 54, que o circuito do transformador 722, tem uma altíssima probabilidade de existência de perda não técnica. É importante ressaltar que o resultado obtido pode indicar também problemas no cadastro dos dados utilizados na análise determinística da rede, seja por dados incompletos, zerados ou mal registrados.

Nos casos apresentados nesta seção, por falta de medições nas UC, não foi utilizada a caracterização da carga, sendo utilizado como carregamento do fluxo de potência o histórico de consumo de três anos, isto com certeza gera algumas imprecisões nos resultados obtidos.

5.4.2 Estudo de Casos para um Conjunto de Medição

Na sequência são apresentados os resultados obtidos na estimação das perdas não técnicas em um circuito de BT, do qual foi possível obter um conjunto de medições.

Conforme seção 4.4.2, denomina-se “conjunto de medições”, as medições realizadas na saída de um transformador e, em varias ou todas as UC conectadas a este transformador, de acordo com a quantidade de equipamento de medição disponível. Desta forma, com a informação obtida no procedimento de medição é possível implementar cada uma das etapas da metodologia desenvolvida neste trabalho e verificar a sua utilidade na estimativas das perdas.

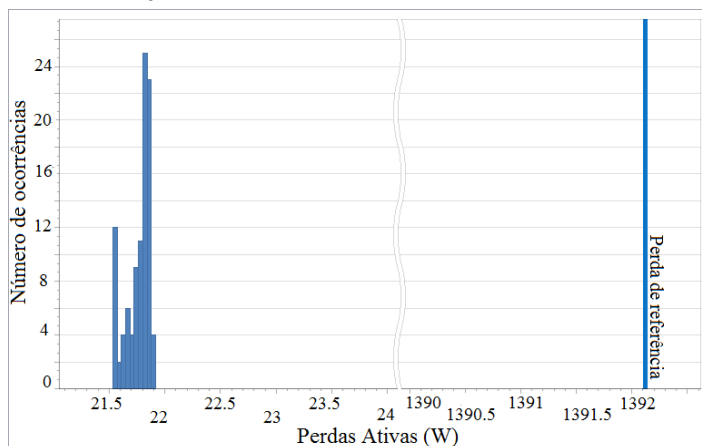
O circuito de BT medido identifica-se como Trafo 40829 e pertence ao alimentador FSC_2_4 da COOPERA. Este circuito esta formado por 11 nós e 5 UC.

Nas Figura 55 e 56, apresentam-se a distribuição de perdas calculada com a aplicação do FPP e a perda de referência determinada através de medições. A simulação foi realizada para obter 100 amostras de perdas técnicas.

Nota-se que as figuras apresentam uma pequena diferença visual. Na Figura 56, apresenta-se no fundo da curva de perdas uma faixa de cores verde, amarelo e vermelho.

Segundo apresentado na seção 4.4.5, a faixa de cores representa nos resultados, um índice que aponta a diferença existente entre o valor esperado da curva de perdas e a perda de referência. Isto permite facilitar a compreensão dos resultados obtidos e a realização de conclusões com respeito a estimação das perdas não técnicas.

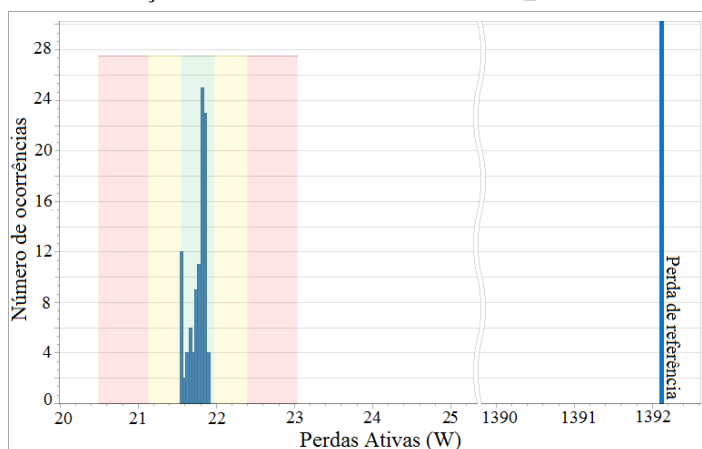
Figura 55 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829.



Fonte: Autor.

No caso apresentado, pode-se observar como a perda de referência encontra-se fora e longe da probabilidade de perda calculada e faixas indicadoras aceitáveis. Uma inspeção de campo reportou muitas diferenças cadastrais entre o modelo computacional e a informação de base para utilização da metodologia. Este fato, gerou a necessidade de efetuar uma correção cadastral com o objetivo de aproximar o modelo computacional ao que realmente está efetivamente na rede.

Figura 56 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Faixas.

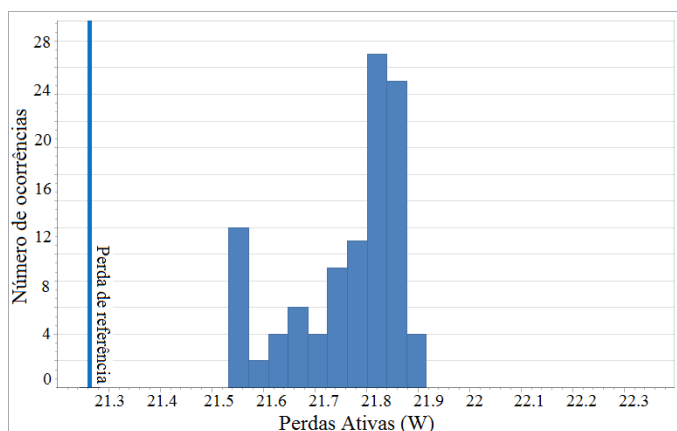


Fonte: Autor.

A partir dos resultados observados, para conseguir fazer uma melhor análise em relação as perdas, foram alterados manualmente algumas informações relativas as UC e dados cadastrais, com base na informação advinda da inspeção visual da rede.

As Figuras 57 e 58, ilustram os resultados obtidos com a modificação realizada nos dados necessários para o cálculo da perda de referência. Para esta simulação foram calculadas 100 amostras na realização do FPP.

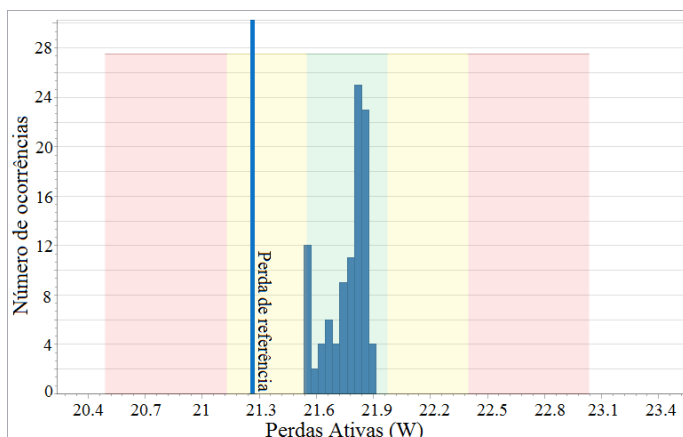
Figura 57 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados I.



Fonte: Autor.

No resultado, observa-se que a perda de referência ainda fica fora da distribuição das perdas técnicas, embora o seu valor esteja próximo de variações de caracterização probabilístico. Contudo, a perda de referência está dentro das faixas indicadoras (ver Figura 58), mais especificamente na faixa amarela.

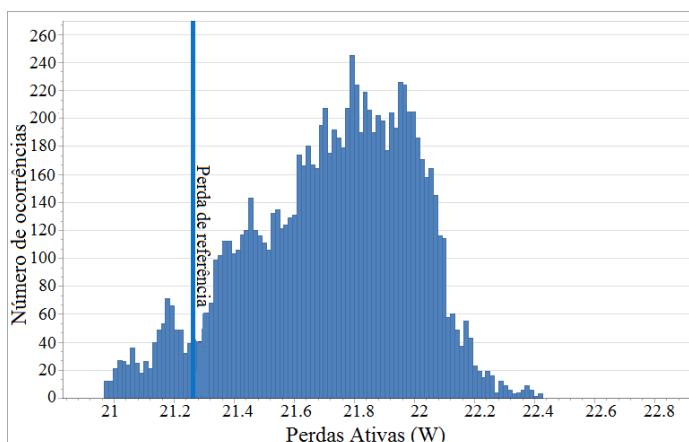
Figura 58 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados I – Faixas.



Fonte: Autor.

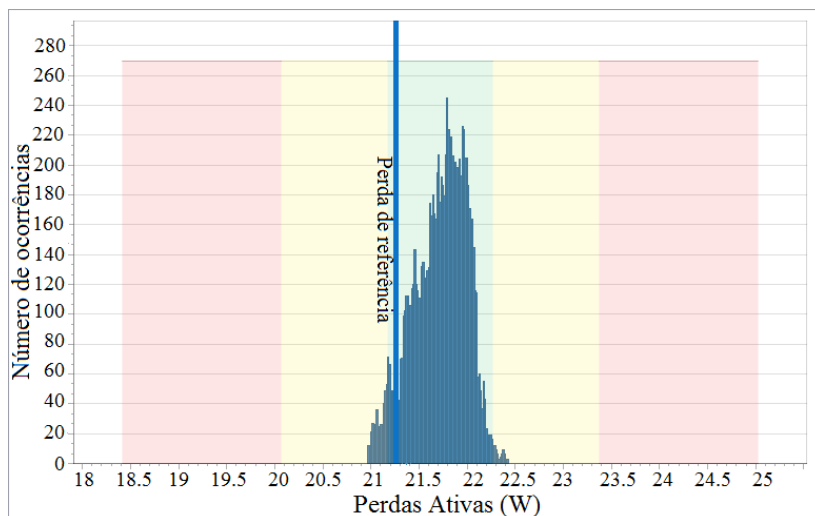
Visando melhorar os resultados obtidos, dada a natureza probabilística da ferramenta utilizada no cálculo da curva de perdas técnicas, foi realizada uma simulação aumentando o número de amostras utilizadas para a realização do FPP. Nas Figuras 59 e 60 apresentam-se os resultados obtidos.

Figura 59 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados II.



Fonte: Autor.

Figura 60 – Estimação de Perdas Não Técnicas no Trafo_40829 – Dados modificados II – Faixas.



Fonte: Autor.

Observa-se como a aplicação do FPP com uma maior quantidade de amostras permite obter resultados mais aderentes, conseguindo calcular uma melhor distribuição de perdas (meta-amostra mais completa), e por conseguinte, estimação de perda não-técnica mais acertada. Neste circuito, observa-se que a caracterização probabilística e a perda de referência são coincidentes, eliminando a possibilidade de existência de perda não-técnica.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS E TRABALHOS FUTUROS

Neste trabalho se desenvolveu uma metodologia que permite o cálculo das perdas técnicas e a estimativa da existência de perdas não técnicas nas redes de distribuição de média e baixa tensão de Cooperativas de Eletrificação Rural.

Na elaboração da dissertação foram realizados vários tipos de pesquisa que permitiram criar uma base de informação teórica para o desenvolvimento da metodologia. Os temas pesquisados estiveram relacionados principalmente às CER e suas redes de distribuição, perdas elétricas nos sistemas de eletrificação rural, metodologias desenvolvidas para o estudo das perdas e, ferramentas criadas como apoio para avaliar as perdas elétricas.

Pode-se dizer de maneira sucinta, que a metodologia desenvolvida permitiu o cálculo direto das perdas técnicas e possibilitou ter conclusões indiretas sobre as perdas não técnicas através da comparação entre resultados obtidos com uma caracterização probabilística e uma medida local de referência. O método tem por base os procedimentos para validação de modelos, onde busca-se representar com melhor exatidão as redes elétricas e os modelos computacionais.

A caracterização probabilística foi implementada com o objetivo de conseguir resultados aceitáveis a partir da utilização de uma base de informação imperfeita. Neste sentido, a metodologia foi baseada em teoria de fluxo de potência determinístico e probabilístico para calcular e classificar com maior precisão as perdas técnicas.

Logo, através do uso de dados de medição coletados nos transformadores de distribuição e nos ramais das unidades consumidoras das CER, calculou-se um valor de referência para as perdas totais no circuito. Este valor comparado com os resultados obtidos para as perdas técnicas permitiu identificar a existência provável de perdas não técnicas.

Os resultados apresentados neste trabalho foram obtidos a partir de estudos com dados reais de alimentadores das cooperativas da FECOERUSC. A metodologia foi testada obtendo resultados para estudos de caso no nível determinístico e probabilístico.

No nível determinístico os resultados permitiram observar o valor das perdas técnicas num alimentador completo, transformadores de distribuição e circuitos de MT e BT, além de poder visualizar através dos diagramas de Pareto aqueles circuitos que mais contribuíram no valor total das perdas técnicas.

No nível probabilístico, foi calculada a distribuição das perdas para diferentes circuitos de baixa tensão que possuíam dados de medição, podendo assim verificar a possibilidade de existência de perda não técnica nos circuitos analisados.

Como foi mencionado no capítulo de resultados, é importante ressaltar que os resultados obtidos nesta dissertação, podem indicar ou corroborar na solução de problemas cadastrais, com o objetivo de proporcionar uma melhoria na análise determinística da rede, seja por dados incompletos, zerados ou mal digitados. Cabe ao analista da cooperativa verificar os circuitos com resultados críticos, realizando atividades de inspeção, verificação da base de dados ou novas medições, fundamentado o conhecimento de suas redes.

Como recomendações para trabalhos futuros, enumeram-se os seguintes pontos a serem trabalhados para a melhoria da metodologia e/ou criação de novos pontos de vista para este tipo de avaliação:

- Utilização de estimação de estados para verificação de furtos ou desvios de energia, com base em níveis de tensão e métodos de otimização.
- Experimentação de diferentes configurações de medições para a determinação da perda de referência.
- Concatenação dos fluxos de potência determinístico e probabilístico para a criação de um procedimento único de análise.
- Elaboração de um processo de caracterização das cargas com vistas a análise de perdas.
- Aprendizado de *learning machines* para o apoio ao cadastro de redes.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Procedimentos para Prevenção e Combate ao Furto de Energia. **Documento Técnico ABRADDEE-05.03**. Rio de Janeiro, 1986.

ABRADEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-de-energia>>. Acesso em: 14 novembro, 2014.

ALVEZ, E. R. **Mineração de Dados Baseada em Inteligência Computacional: Uma Aplicação à Determinação da Tipologia de curvas de Cargas**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Pará. Belém, 2011.

ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 12 junho, 2013a.

_____. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil / Agência Nacional de Energia Elétrica**. 3ºed. Brasília, 2008.

_____. **Procedimentos de Distribuição**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82&idPerfil=2>>. Acesso em: 10 outubro, 2013b.

_____. **Cooperativas de eletrificação rural são regularizadas pela Agência** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias_boletim/?fuseaction=boletim.detalharNoticia&idNoticia=893>. Acesso em: 10 outubro, 2013c.

_____. **Indicadores de Qualidade**. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/indicadores_de_qualidade/pesquisa.cfm?regiao=SU>. Acesso em: 5 janeiro, 2015a.

_____. **Atributos físico - elétricos**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atributosfisicoeletricos/pesquisa.cfm?regiao=SU>>. Acesso em: 5 janeiro, 2015b.

ARANHA NETO, E. A. C. **Metodologia Probabilística Para Estimação de Perdas Técnicas e Comerciais em Alimentadores de Sistemas de Distribuição**. Tese (Doutorado). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2012.

BALDWIN, T. L., LEWIS, S. A. Distribution Load Flow Methods for Shipboard Power Systems. **IEEE Transactions on Industry Applications**, vol. 40, Issue 5, pp. 1183-1190. Sept.-Oct. 2004.

BARAN M. E.; WU F. F. Network Reconfiguration in Distribution Systems for Loss Reduction and Load Balancing. **IEEE Transactions PWRD**, vol. 4, no. 2, Abril 1989.

BERG R.; HAWKINS E. S; PLEINES W. W. **Mechanized Calculation of Unbalanced Load Flow on Radial Distribution Circuits**. IEEE transactions Power Apparatus and Systems, vol. 86, pp. 415-421, April 1967.

BULHÕES, R. L. **Métodos de Redução de Perdas Elétricas em Sistemas de Distribuição**. Trabalho de graduação. Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2011.

CALDEIRA, Q. G.M. **Análise de Clusters aplicada ao Sucesso/Insucesso em Matemática**. Dissertação (Mestrado). Universidade da Madeira. Funchal, 2006.

CARVALHO, M. R. **Estudo Comparativo de Fluxo de Potência para Sistemas de Distribuição Radial**. Dissertação (Mestrado). Escola de Engenharia de São Carlos - Universidade de São Paulo. São Carlos, 2006.

CESPEDES, R. G. New Method for the Analysis of Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 5, no. 1, pp. 391-396, January. 1990.

CHENG, C. S.; SHIRMOHAMMADI, D. A Three-phase Power Flow Method for Real time Distribution System Analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 10, no. 2, pp. 671-679, May 1995.

DGER – Dirección General de Eletrificación Rural. Ministerio de Energía y Minas de Perú. Disponível em: <[http:// http://dger.minem.gob.pe/](http://dger.minem.gob.pe/)>. Acesso em: 4 dezembro. 2014.

FECOERUSC - Federação das Cooperativas de Eletrificação Rural de Santa Catarina. Disponível em: <<http://www.fecoerusc.org.br>>. Acesso em: 17 novembro. 2014.

FUGIMOTO, S. K. **A Universalização do Serviço de Energia Elétrica – Acesso e Uso Contínuo**. Dissertação (Mestrado). Universidade de São Paulo. São Paulo, 2005.

GALLEGO, L. A.; ECHEVERRIA, M. G.; FELTRIN, A. P. Fluxo de potência trifásico probabilístico para redes de distribuição usando o método de estimação por pontos. **Sba Controle & Automação**. vol.23 no.2. Campinas, Mar./Apr. 2012

GAMA, V. F. Luz no Campo e Luz para Todos duas experiências em busca da plena Universalização dos Serviços de Energia Elétrica no Brasil. **6º Simpósio Brasileiro sobre Pequenas e Médias Centrais Hidrelétricas**. Belo horizonte, de 21 a 25 de abril de 2008.

GARCIA, C. R.; FLAVIO, S. A. Impacto dos Programas de Eletrificação Rural em Comunidades Rurais de Arroio Grande, RS. **Revista Extensão Rural**. DEAER/CPGExR – CCR – UFSM, Ano XIV, Jan – Dez de 2007.

GEMIGNANI, M. M. F. **Proposição e Análise Comparativa de Métodos Alternativos de Seleção e Classificação de Curvas de Carga para a Definição de Tipologias para Estudos Tarifários.** Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2009.

GEMIGNANI, M. M. F.; OLIVEIRA, C. C. B. & TAHAN, C. M. V. Proposição e Análise comparativa de Métodos Alternativos de Seleção e Classificação de Curvas de Carga para a Definição de Tipologias para Estudos Tarifários. **XIII ERIAC - Encontro Regional Ibero-americano do Cigré**, Puerto Iguazu - Argentina, 2009.

GOSWAMI, S. K. ; BASU, S. K. A New Algorithm for the Reconfiguration of Distribution Feeders for Loss Minimization. **IEEE Trans. on Power Delivery**, vol. 7, no. 3, pp. 1484-1491, Jul. 1992.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Disponível em: <http://www.ibge.gov.br/english/estatistica/populacao/censo2010/caracteristicas_da_populacao/resultados_do_universo.pdf >. Acesso em: 10 de fevereiro de 2015.

ISSICABA, D. **Métodos de Varredura para Redes Primárias De Distribuição Radiais e Fracamente Malhadas: Uma Nova Abordagem e Análises de Convergência.** Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2008.

JOVANOVIC, S.; MILICEVIC, F. Triangular Distribution Load Flow. **IEEE Power Engineering Review**, vol.20, pp. 60-62. May 2000.

KERSTING, W. H.; MENDIVE, D.L. An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-Phase Radial Load-Flow Problems. **IEEE/PES 1976 Winter Meeting**, New York, NY, January 1976.

MARINHO, J. M. T.; TARANTO, G. N. Uma Formulação Híbrida Trifásica x Monofásica para o Fluxo de Potência. **XI SEPOPE - XI Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica**, Belem (PA), 2009.

MEDEIROS, P.; ZORDAN, J. Cooperativas De Eletrificação - Energia E Inclusão No Meio Rural. **REVISTA AGROANALYSIS**. Fundação Getúlio Vargas. 2009. Disponível em: <http://www.agroanalysis.com.br/materia_detalhe.php?idMateria=709> Acesso em: 18 Novembro. 2014

MÉFFE, A. **Metodologia para Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição**. Dissertação (Mestrado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2001.

MÉFFE, A.; BRAGA, U. S.; OLIVEIRA, C. C. B.; PENIN, C. A. S.; USHIMARU, E. A.; JONATHAN, S. PERTEC - Cálculo de Perdas Técnicas por Segmento do Sistema de Distribuição com Inclusão das Perdas Não-Técnicas a Partir de Medições nas Subestações. **CIDEL2006 - Congresso Internacional de Distribución Eléctrica**, Buenos Aires - Argentina, 2006.

MÉFFE, A. **Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição – Modelos Adequáveis às Características do Sistema e à Disponibilidade de Informações**. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.

MME – Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 10 Fevereiro. 2015.

_____. **Luz para Todos. Um marco histórico, 10 milhões de brasileiros saíram da escuridão. “Luz para Todos”** Expediente do Ministério de Minas e Energia, 2009.

MOON, Y. H.; CHOI, B. K.; CHO, B. H. Fast and Reliable Distribution System Load flow Algorithm Based on the Ybus Formulation. **Power Engineering Society Summer Meeting**, IEEE vol. 1, pp. 238-242, July 1999.

MUÑOZ, C. M. **Flujo de Potencia Trifásico para Sistemas de Distribución**. Dissertação (Mestrado). Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, 1989.

OCB – ORGANIZAÇÃO DAS COOPERATIVAS BRASILEIRAS. Disponível em:<http://www.brasilcooperativo.coop.br/site/ramos/infra_estrutura_numeros.asp>. Acesso em: 2 Dezembro. 2014

OLADE – Organización Latinoamericana de Energía. Disponível em: <<http://www.olade.org/>>. Acesso em: 4 Dezembro. 2014

OLIVEIRA, C. E. L.; MASSOCHIN, A.; REISDOERFER, E. C.; HALMEMAN M.C. Adaptação das Cooperativas de Eletrificação Rural do Estado do Paraná ao Cenário do Setor Elétrico. **Congresso Internacional sobre Geração Distribuída e Energia no Meio Rural**. Campinas, 2006.

OLIVEIRA, L. **Perspectivas para a Eletrificação Rural no Novo Cenário Econômico-Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2000.

OLIVEIRA, M. E. **Avaliação de Metodologias de Cálculo de Perdas Técnicas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado). Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho. Ilha Solteira, 2009.

PAZZINI, L. H. A.; KURAHASSI, L. F.; RIBEIRO, F. S. Inspeção de cooperativas de eletrificação rural em São Paulo - um passo para sua regularização. **III Encontro de Energia no Meio Rural**, AGREENER, UNICAMP, Campinas, São Paulo, Brasil, Setembro de 2000.

PELEGRINI, M.A. **A Regulação Das Cooperativas De Eletrificação Rural**. Tese (Doutorado). Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2003.

PIRES, F. A. C; CAMARGO P. C. L. Eletrificação Rural: Desafios para a Universalização da Energia. Universidade Federal do ABC. **XII Congresso Brasileiro de Energia. Desafios do setor energético brasileiro**. Rio de Janeiro, 2008.

PRADO, J. A. do. **CRERAL - uma experiência de cooperativa na eletrificação rural e a nova legislação para as cooperativas**. CERPCH - Centro Nacional de Referência em Pequenas Centrais Hidrelétricas. Disponível em: <<http://www.cerpch.unifei.edu.br/arquivos/artigos/pch-shp-17-pag20a23.pdf>> Acesso em: 10 dezembro. 2014.

QUEIROZ, L. M. O. **Estimação e Análise das Perdas Técnicas na Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado). Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2010.

RAMIREZ, C. S. **Redes de Distribución de Energía**. Universidad Nacional de Colombia. Tercera Edición. Enero 2004.

Relatório UFSC, entregue as cooperativas pelo projeto de P&D. Criciúma, 2014.

RODRIGUEZ, R. C. **Otimização multiobjectivo para redes de distribuição com conexão de Geração Distribuída para dirimir conflitos entre produtores e distribuidores de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina. Florianópolis, 2012.

SHIRMOHAMMADI, D.; HONG, H. W.; SEMLYEN, A.; LUO, G. X. A Compensation-based Power Flow Method for Weakly Meshed Distribution and Transmission Networks. **Power Systems, IEEE Transactions on**, v.3, n.2, p.753-762. 1988.

STRAUCH, M. T. **Desenvolvimento de Metodologia para Cálculo de Perdas Elétricas em Redes de Distribuição de Baixa Tensão**. Dissertação (Mestrado). Universidade Salvador. Salvador, 2002.

STRAUCH, M. T.; RAMALHO, J.; ALMEIDA, A.; VALENTE, A. **Metodologia Probabilística para Cálculo de Perdas Técnicas na Rede de Distribuição**. Metodologia desenvolvida no âmbito do programa de P&D da COELBA. Salvador, 2002.

TORRES, W. L. **Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema Interligado Nacional**. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2014.

ZHANG, F.; CHENG, C. S. A modified Newton method for radial distribution system power flow analysis. **IEEE Transactions on Power Systems**, vol. 12, no. 1, pp. 389-397, Fev. 1997.

ANEXO A – Unidades Consumidoras para Campanha de Medições

Cooperativa	Alimentador	Codigo_Trafo	PNom. (KVA)	Unidade Consumidora (UC)	Faixa de Consumo (kwh)					Média (kwh)	Grupo	Classe	Fases	Tensão
					0 - 30	30 - 100	100 - 220	220 - 500	> 500					
CooperCocal	usa6	401	45	9188			x			175.4865	B	1	BN	220
				9192					x	676.4054	B	1	CN	220
				9185				x		227.027	B	1	CN	220
Coopera	CFL7	311541	10	19535						SEM dado	B	4	BN	220
				311854				x		239.75	B	3	A N	220
				311389						SEM dado	B	1	A N	220
				31907					x	1476.3513	B	2	ABCN	380
				20164		x				97.3784	B	1	BN	220
		31558	45	8886			x			112.3243	B	1	A N	220
				8894			x			172.8649	B	1	CN	220
				8887				x		252.5135	B	2	ABCN	380
				8890				x		345.6757	B	1	CN	220
				17064			x			197	B	1	A N	220
		311081	45	8873				x		370.6216	B	1	CN	220
				8779				x		221.4324	B	1	A N	220
				15339				x		390.9428	B	3	ABCN	380
				311037					x	7000.2973	B	2	ABCN	380
				311248					x	18679.5946	A	2	ABCN	13800
				312116					x	198079.5	A	2	ABCN	13800
		31556	75	33383						167.722	B	1	A N	220
				291418						SEM dado	B	1	ABCN	220/380
				31847				x		178.7838	B	1	BN	220
				8474			x			120.5676	B	1	BN	220
				31468			x			87.6486	B	1	A N	220
Coopera	FSC	31468	25	10867		x				99.1364	B	1	NA	220
				19178			x			11.24	B	1	ABCN	380
				18545			x			79.4054	B	1	CN	220
				191547				x		125.8108	B	1	A N	220
				9055				x		187.6486	B	1	BN	220
				9059						6	B	1	ABCN	220/380
				291675		x				23.909	B	1	BN	220
				17833		x				151.8919	B	1	ABCN	380
				15467			x			33.4595	B	1	BN	220
				6845			x			104.7568	B	1	A N	220
		19386	45	6847				x		317.8378	B	1	CN	220
				6844						33.4595	B	1	BN	220
				6845		x				58.16216	B	1	A N	220
				6835		x				122.7027	B	1	A N	220
				6839			x			201.8889	B	1	A N	220
				23085				x		262.973	B	1	CN	220
				6841						317.8378	B	1	CN	220
				6844				x		2794.108	B	3	ABCN	380
				848					x	28.62	B	3	ABCN	380
				18843		x				45.7838	B	3	CN	220
		29162	45	8074			x			359.722	B	3	CN	220
				20564			x			106.6757	B	1	BN	220
				11855				x		153.4324	B	1	A N	220
				5581				x		136.9	B	3	BN	220
				23350				x		224.9189	B	1	CN	220
				18333					x	300	B	1	A N	220
				6420					x	604.6757	B	1	ABCN	380
				6421					x	3331.432	B	3	ABCN	380
				18590					x	79.97	B	3	ABCN	380
				13356			x			197.6216	B	1	BN	220
Coopera	FSC	31603	75	9001				x		285.6216	B	1	ABCN	380
				18469					x	110.3125	B	1	CN	220
				6709				x		167.8649	B	1	CN	220
				6713					x	236.3514	B	1	BN	220
				6710					x	394.7027	B	1	CN	220
		191851	75	6715					x	510	B	3	ABCN	380
				19073					x	63.0819	B	1	CN	220
				6656		x				96.1081	B	3	BN	220
				12125		x				130.5946	B	3	BN	220
				13223				x		192.3513	B	3	BN	220
		19385	75	6639				x		249.6486	B	1	A N	220
				12077					x	401.75	B	1	CN	220
				6635				x		1392.27027	B	3	BN	220
				16349					x	84.4865	B	1	CN	220
		191842	112.5	5549			x			175.0526	B	2	ABCN	380
				5542				x		345.3889	B	3	ABCN	380
				16566					x	700.9189	B	3	CN	220
				5543					x	95.96	B	1	CN	220
				21722			x			184	B	1	A N	220
		191626	112.5	6911				x		302	B	1	A N	220
				6906					x	993.8378	B	2	ABCN	380
				14570					x	297.6486	B	1	BN	220
				6868				x		1311.1892	B	2	ABCN	380
				6869					x	1851	B	3	ABN	380
		191026	45	21013					x					

ANEXO B – Método da Soma das Potências para a Análise Determinística dos Sistemas de Distribuição Radiais

Nesta seção é apresentado o Método da Soma das Potências que emprega o princípio de execução do método *Backward /Forward Sweep* (BFS). O algoritmo geral do método BFS consiste em dois passos básicos, a varredura – *backward* – onde por meio dos valores de tensão obtidos até então pelo método (para o caso da primeira iteração, pode ser utilizada uma solução aproximada ou estado plano de tensões), calculam-se os fluxos de potência injetados pela rede em cada nó e a varredura – *forward* – que realiza os cálculos das quedas de tensão com as atualizações das correntes ou fluxos de potência. Esses passos são repetidos até que se obtenha a convergência do algoritmo ou algum critério de parada seja satisfeito, como por exemplo, um determinado número de iterações ou a variação da tensão em duas iterações consecutivas (CARVALHO, 2006).

Método Soma das Potências (MSP)

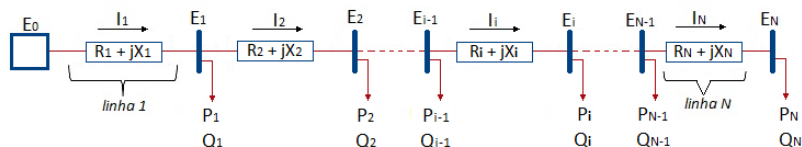
O Método de Soma das Potências (MSP) para o cálculo do fluxo de carga em redes radiais de distribuição foi desenvolvido na mesma época por mais de um pesquisador (BROADWATER *et al.*, 1988; BARAN e WU, 1989a; b; CESPEDDES, 1990), com pequenas variações entre as formulações, mas sendo chamadas indistintamente de Método da Soma das Potências, na literatura técnica brasileira (ISSICABA, 2008).

O MSP é um dos métodos de varredura mais utilizados na análise estática de redes radiais, bem como é a base de generalizações para a representação de redes fracamente malhadas, capacitores automáticos, geração distribuída e redes desbalanceadas. Sua solução se baseia em um equivalente elétrico e na eliminação dos ângulos de fase de tensão nas equações a serem solucionadas, o que permite obter a solução exata trabalhando somente com as magnitudes de tensão através de expressões algébricas compactas, de fácil programação que apresentam boas características de convergência, por isto foi selecionado para o desenvolvimento das equações que expressarão a variação das perdas técnicas em função da variação da carga. O modelo do MSP também assume que uma rede de distribuição radial trifásica balanceada pode ser representada por seu diagrama equivalente de linha monofásica. (ARANHA NETO, 2012).

De maneira formal, a Figura 61, apresenta uma representação genérica de uma rede de distribuição que consiste somente de um

alimentador radial principal, com os respectivos elementos a serem considerados na obtenção das equações fundamentais.

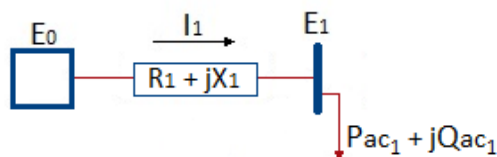
Figura 61 – Rede radial Genérica de distribuição (alimentador com N nós e N ramos) – Método de Soma das Potências.



Fonte:Autor.

A Figura 62 mostra o equivalente elétrico da Figura 61, onde: E_0 é o módulo de tensão na subestação e E_1 é o módulo da tensão no nó equivalente.

Figura 62 – Equivalente elétrico.



Fonte:Autor.

Segundo a Figura 62, para as potências ativa e reativa totais acumuladas, têm-se as seguintes equações:

$$Pac_1 = \sum_{i=1}^N P_i + \sum_{i=2}^N LPac_i \quad (1)$$

$$Qac_1 = \sum_{i=1}^N Q_i + \sum_{i=2}^N LQac_i \quad (2)$$

onde, N é o número total de nós, Pac_1 e Qac_1 são as demandas ativa e reativa totais acumuladas no nó 1, Q_i e P_i são as demandas ativa e reativa no nó i , $LPac_i$ e $LQac_i$ são as perdas de potência ativa e reativa no ramo i .

Observa-se nas equações (1) e (2) que o total da carga que se alimenta desde o nó 1 até o final é a carga no nó 1, mais as cargas de todos os outros nós, mais as perdas de todos os ramos exceto o ramo 1. As equações (1) e (2) podem ser generalizadas, para o cálculo das potências acumuladas em cada nó, então, utilizam-se as relações (3) e (4), quando $i < N$:

$$Pac_i = \sum_{j=i}^N P_j + \sum_{j=i+1}^N LPac_j \quad (3)$$

$$Qac_i = \sum_{j=i}^N Q_j + \sum_{j=i+1}^N LQac_j \quad (4)$$

onde Pac_i e Qac_i são as demandas ativa e reativa acumuladas no nó i .

Quando $i = N$, trata-se de um nó final de linha, e não existem perdas que podem ser acrescentadas, em termos de potência de um ramo vizinho, tem-se então:

$$Pac_i = P_i \quad (5) \quad Qac_i = Q_i \quad (6)$$

As perdas para cada ramo, tanto ativa como reativa, são calculadas com as seguintes equações:

$$LPac_i = \frac{R_i * (Pac_i^2 + Qac_i^2)}{V_i^2} \quad (7)$$

$$LQac_i = \frac{X_i * (Pac_i^2 + Qac_i^2)}{V_i^2} \quad (8)$$

onde R_i e X_i são a resistência e a reatância indutiva, respectivamente, do i -ésimo ramo e V_i é o módulo de tensão no nó i .

As tensões em cada nó são calculadas através da seguinte equação:

$$V_i = (B_i - A_i)^{1/2} \quad (9)$$

Onde:

$$A_i = Pac_i \cdot R_i + Qac_i \cdot X_i - 0,5 \cdot V_{i-1}^2 \quad (10)$$

$$B_i = [A_i^2 - (Pac_i^2 + Qac_i^2) \cdot (R_i^2 + X_i^2)]^{1/2} \quad (11)$$

Os ângulos das tensões podem ser calculadas conforme a seguinte equação:

$$tg\beta_i = \frac{(Pac_i \cdot X_i) - (Qac_i \cdot R_i)}{(Pac_i \cdot R_i) + (Qac_i \cdot X_i) + V_i^2} \quad (12)$$

onde β_i é a diferença angular entre os fasores V_{i-1} e V_i .

As correntes em cada ramo são calculadas com a equação (13), onde I_i é a corrente no ramo i :

$$I_i = \frac{\sqrt{(Pac_i^2 + Qac_i^2)}}{V_i} \quad (13)$$

Após a convergência do processo iterativo efetua-se o cálculo das perdas elétricas ativa e reativa totais do sistema utilizando as equações (14) e (15):

$$SLPac = \sum_{i=1}^N LPac_i \quad (14)$$

$$SLQac = \sum_{i=1}^N LQac_i \quad (15)$$

onde $SLPac$ e $SLQac$ são as perdas ativa e reativa totais do sistema. Obtêm-se por fim, as potências ativa e reativa totais do sistema:

$$Psist = Pac_1 + LPac_1 \quad (16)$$

$$Qsist = Qac_1 + LQac_1 \quad (17)$$

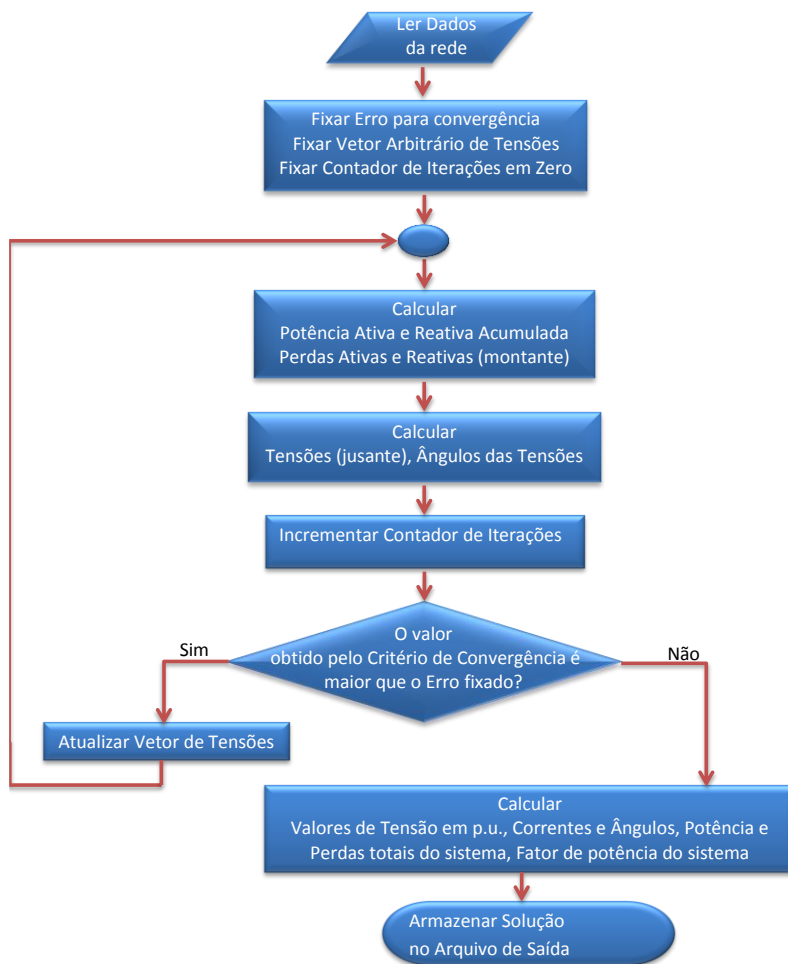
Onde $Psist$ e $Qsist$ são as potências ativa e reativa totais do sistema. Com base nas equações apresentadas acima, desenvolveu-se o algoritmo do processo de cálculo do método soma das potências, conforme se mostra a seguir.

A seguir apresenta-se o pseudo-algoritmo e o fluxograma do MSP. Como se trata de um processo iterativo, na Figura 63 apresenta-se o fluxograma para um melhor entendimento do método.

Pseudo - Algoritmo

1. Ler os dados da rede e assumir um perfil inicial de tensão para o alimentador;
2. Calcular as potências equivalentes nos nós, no sentido dos nós finais para os nós iniciais, isto é, dos ramais para a subestação (na primeira iteração as perdas não são levadas em consideração);
3. Calcular as perdas através das equações (7) e (8);
4. Calcular as cargas que variam com a tensão utilizando as equações (3) e (4);
5. Calcular o novo perfil de tensão utilizando (9), no sentido dos nós iniciais para os nós finais, ou seja, da subestação para os ramais;
6. Testar a convergência. Não convergindo, voltar ao passo 3;
7. Calcular os carregamentos, os ângulos das tensões e apresentar os resultados.

Figura 63 – Fluxograma do Método Soma das Potências.



Fonte: Autor.